



УДК 622

ОБЗОР ВЫПОЛНЕННЫХ И ВНЕДРЕННЫХ НАУЧНЫХ РАЗРАБОТОК НИО СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ИНСТИТУТА «СУРГУТНИПНЕФТЬ» ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

THE REVIEW OF THE EXECUTED AND INTRODUCED SCIENTIFIC DEVELOPMENTS NIO OF CONSTRUCTION AND OPERATION OF WELLS OF INSTITUTE «SURGUTNIPINEFT» OF JSC «SURGUTNEFTEGAS»

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

Provodnikov Gennady Borisovich

Candidate of Technical Sciences,
Honourable oil industry worker of
association Surgutneftegas,
Veteran of Work of JSC Surgutneftegas
and KhMAO,
Owner of Gratitude of the Ministry of Energy
of the Russian Federation
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. Данная статья знакомит читателей с огромной коллективной работой научных сотрудников и инженеров, со многими из которых профессор А.И. Булатов тесно общался. Во взаимодействии с ним создавались новые направления научного творчества в области строительства скважин, обеспечивающие повышение как их качества, так и эффективности буровых работ в целом на месторождениях Западной Сибири.

Annotation. This article acquaints readers with huge collective work of research associates and engineers, professor A.I. Bulatov closely communicated with many of which. In interaction with it the new directions of scientific creativity in the field of construction of wells providing increase in both their quality, and efficiency of drilling operations in general on fields of Western Siberia were created.

Ключевые слова: научные разработки, СургутНИПНефть, СургутНефтегаз, строительство скважин, повышение качества, повышение эффективности, буровые работы, Западная Сибирь.

Keywords: scientific developments, SurgutNIPneft, Surgutneftegas, construction of wells, improvement of quality, increase in efficiency, drilling operations, Western Siberia.

В 2016 году институт «СургутНИПНефть» отметил свой юбилей – 30-летие со дня его организации в системе ПО «Сургутнефтегаз», ныне ОАО «Сургутнефтегаз».

В научно-техническом направлении строительства и эксплуатации скважин соответствующим научно-исследовательским отделом института было выполнено около 200 научно-исследовательских тем в рамках договорных обязательств. При этом порядка 70 выполненных научных разработок в составе данной тематики дали конкретные результаты, обеспечивающие большой технологический и экономический эффект. Это обеспечивало успешную реализацию утвержденных технологических регламентов в проектах на строительство скважин. Регламенты включали разработанные технологические жидкости для бурения скважин, а также технико-технологические комплексы для крепления скважин.

Основной задачей, поставленной перед институтом, являлось импортозамещение, и в последние времена поставленная задача во многом реализована.

Первое, что было сделано указанным подразделением института, – это разработка перфорационной жидкости для вторичного вскрытия пласта на основе солевого раствора с добавкой ортофосфорной кислоты и поверхностно-активного вещества [1, 2]. Данная жидкость разрабатывалась на основе сравнения с ранее применявшимися, разработанными институтом ВНИИКРнефть и СИБНИИНП и требовавшими больших затрат на их приготовление [3]. Для приготовления новой жидкости были разработаны и запатентованы составы химических реагентов СПК-350 и СПК-150, требующих на порядок меньше затрат при их применении. Эти реагенты выпускаются в настоящее время отечественными заводами и поставляются по заявкам нефтяных предприятий.

Реагент СПК-350 используется только в составе перфорационной среды, повышающей продуктивность скважин в 1,5–2, раза, а реагент СПК-150 и при глушении скважин, также обеспечивая повышение их продуктивности [4].

Применение данных реагентов очень технологично: требуется добавка всего 3,5 % реагента в солевой раствор перфорационной среды и 1,5 % в солевой раствор жидкости глушения (проц. объемн.).

Указанные разработки применяются на месторождениях Сургутнефтегаза свыше 20 лет.

Большое внимание уделялось также качеству первичного вскрытия пласта с целью максимального сохранения продуктивности скважин. В результате большого количества лабораторных исследований при прокачивании буровых растворов через керн, обработанных разными реагентами (полиса-



харидными, углещелочными, акриловыми и другими), выявилось, что самыми рациональными являются акриловые реагенты (полиакрилат натрия и полиакриламид). Основываясь на базовом литературном источнике А.И. Булатова [5] и зарубежных данных, а также результатах собственных многочисленных лабораторных исследований и испытаний при бурении скважин на месторождениях Сургутнефтегаза, отработали рецептуру бурового раствора с применением данных реагентов. Усовершенствованные композиции успешно применялись и в дальнейшем [6].

В последующие годы геофизическими и гидродинамическими исследованиями было подтверждено негативное воздействие на продуктивные пласты глинистого раствора на основе КМЦ [7].

По сравнению с применявшимися рецептурами на основе КМЦ применение буровых растворов, обработанных акриловыми реагентами, при дальнейшем их совершенствовании обеспечило снижение аварийности и осложнений в процессе бурения скважин, а также повышение их продуктивности при увеличении скорости строительства [9, 18].

Одновременно проводились экспериментальные работы при бурении с применением вихревых кольматоров конструкции УФНИИ для месторождений с различной проницаемостью пластов. Сравнительная оценка влияния метода гидродинамической вихревой кольматации на качество первичного вскрытия пластов и качество цементирования скважин показала эффективность его применения на месторождениях с низкопроницаемыми пластами. В последующем данная технология была использована в больших объемах при бурении скважин на таких месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» [10]. Рекомендуется её использование и в настоящее время, особенно в условиях применения ГРП для вскрытия пластов, где наиболее строго требуется качественное сцепление цементного камня со стенкой скважины.

На месторождениях Сургутнефтегаза возникла проблема нарушения целостности эксплуатационных колонн со смещением резьбовых соединений обсадных труб в период эксплуатации скважин. Отдел строительства и эксплуатации скважин института СургутНИПИнефть, с использованием мониторинга при выполнении многочисленных научно-исследовательских тем, в основном решил эту проблему. Во-первых, был научно обоснован механизм нарушений эксплуатационных колонн [11, 12]. В дальнейшем, на основе проведения многофакторного анализа причин нарушений эксплуатационных колонн в период их эксплуатации, были составлены мероприятия по устранению влияния на данные аварии главных факторов, обладающих наибольшей информативностью. Мероприятия касались улучшения качества обсадных труб и их резьбовых соединений, усиления конструкций как нагнетательных, так добывающих скважин, в частности, применения удлиненного кондуктора в этих скважинах, а также выполнения рекомендуемых режимов эксплуатации скважин [13]. В дальнейшем, с использованием процедуры Вальда и с помощью разработанной программы ЭВМ, прогнозировались в общем фонде скважины, которые характеризуются риском нарушения эксплуатационных колонн, а следовательно, требуют их немедленной остановки для капитального ремонта, во избежание аварий.

Большой прорыв в области совершенствования буровых растворов, с опережением достижений западных специалистов, совершил отдел строительства и эксплуатации скважин, когда стал рекомендовать применение биополимера в качестве добавки в глинистый раствор на основе акриловых реагентов. Использование биополимера обеспечило разработку множества типов буровых растворов под общим названием ГБР (глинистый биополимерный раствор) для их применения в зависимости от геолого-технических условий бурения. Данная система была разработана впервые в мировой практике. В то время, в начале 2000 годов, глинистые буровые растворы подобного типа на Западе даже отвергались.

Применение рекомендуемой рецептуры акрилового глинистого раствора ГБР, обработанного биополимерным реагентом, обеспечило резкое повышение качества буровых растворов при проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а соответственно, повышение скорости их бурения при улучшении качества заканчивания [14] на месторождениях Сургутнефтегаза. В настоящее время, спустя более 20 лет, биополимеры в глинистых буровых растворах применяются зарубежными фирмами в основном повсеместно.

В середине 1990 годов перед институтом и его подразделением строительства и эксплуатации скважин была поставлена 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 нами в короткие сроки было осуществлено опытно-промышленные испытания и внедрение нового технико-технологического комплекса для заканчивания скважин. Данный комплекс включал первичное вскрытие с применением акриловых полимеров, муфту МЦП ступенчатого цементирования (конструкция ВНИИБТ), перфорационную среду на основе реагента СПК-350 и жидкость глушения на основе реагента СПК-150 при освоении скважин. Результаты опытно-промышленных работ с последующим внедрением приведены в статье [15], из которой видно, что при использовании данного комплекса продуктивность скважин повышается в 2–3 раза. Учитывая эффективность данной разработки, в последующем строительство скважин на данном месторождении осуществлялось только с ее использованием. В то же время большое внимание уделялось дальнейшему совершенствованию технологии заканчивания скважин на многих других месторождениях ОАО «Сур-



гутнефтегаз». Совместно с ОАО НПО «Буровая техника» разрабатывались и совершенствовались новые высокотехнологичные способы цементирования (ступенчатое, манжетное и селективно-манжетное) с использованием в качестве жидкостей для заканчивания скважин составов поверхностно-активных кислотных растворов на основе реагента СПК-150 [15, 16, 17, 18].

В то же время перед институтом поставили задачу в технологии строительства горизонтальных скважин: многократно повысить их продуктивность за счет размещения жидкости на основе КПС-150 в зафильтровой подпакерной зоной. В результате было осуществлено закачивание данной жидкости с использованием в фильтрах заглушек, которые обеспечивали ее закачку в заколонное пространство горизонтального окончания ствола скважины при её креплении. Впоследствии эти заглушки срезаются специальным инструментом при освоении скважины по применяемой технологии. Данная технология успешно сегодня используется на месторождениях Сургутнефтегаза [15].

В конце 1990 годов большое внимание стало уделяться технологии бурения горизонтальных боковых стволов и вторых стволов под хвостовики при бурении и капитальном ремонте скважин на солевых биополимерных растворах. Биополимерная система ИККАРБ-СН, разработанная ЗАО «ИКФ Сервис» (г. Волгоград), обеспечивала высокую выносящую способность раствора, его игибирующие свойства и устойчивость горизонтального ствола скважин. Однако, данный буровой раствор на основе зарубежных химреагентов был многокомпонентным (включая бактерициды). Отделом института «СургутНИПИнефть» была разработана уникальная рецептура нового, двухкомпонентного биополимерного раствора СБР(К) на основе КМЦ и биополимера [8, 19, 20]. Данные реагенты вводятся в водный раствор хлористого натрия в определенном количестве – и получается солевой биополимерный раствор для боковых стволов ничем не хуже зарубежного аналога. Но стоимость уменьшилась в 2–3 раза, по сравнению с ИККАРБ-СН.

Проведенная сравнительная оценка бурового раствора СБР(К) и ИККАРБ-СН показала, что средняя кратность повышения коэффициента продуктивности для обоих типов растворов имеет, в основном, идентичные значения по отношению к коэффициенту продуктивности на глинистом растворе, в зависимости от свойств продуктивных пластов [21]. В настоящее время данный солевой биополимерный раствор широко используется Сургутнефтегазом при бурении как боковых стволов на месторождениях Западной Сибири, так и горизонтальных окончаний ствола скважин в Якутии.

При использовании биополимерных растворов особое значение имеют их реологические свойства, которые характеризуются показателями псевдопластичности, определяющими способность данной промысловой жидкости удерживать шлам. Отделом строительства и эксплуатации скважин была выполнена научно-исследовательская работа [22], которая обеспечила возможность контролировать давление в скважине при различной скорости движения бурового раствора в затрубном пространстве, в зависимости от реологических свойств биополимерного бурового раствора для месторождений ОАО Сургутнефтегаз.

Для условий вскрытия продуктивных пластов с аномально высоким давлением отделом разработан технологический регламент гидродинамического глушения скважины со спущенной промежуточной колонной в случае нефтегазопроявления в условиях ограниченного количества утяжеленного бурового раствора и низких температур наружного воздуха, когда штуцерные камеры выкидов превентора заморожены [23]. Предложена методика проведения расчетов технологических параметров при глушении фонтанирующей скважины. С учетом расчетных данных и использованием метода гидродинамического глушения авария успешно ликвидируется в короткий промежуток времени (1–2 часа).

Большое внимание уделяется в ОАО «Сургутнефтегаз» технологиям физико-химического воздействия на продуктивные пласт с целью повышения продуктивности скважин. Выбор такого воздействия на определенные пласты месторождений осуществляется на основе действующего технологического регламента. Однако он не может быть универсальным и должен соответствовать условиям залегания пласта и его коллекторским свойствам. Отделом предложено использование методики Вальда для выбора физико-химической обработки продуктивного пласта в скважине и составлена программа ЭВМ на основе проведения многофакторного анализа, с вероятностью успешности более 80 %. Данная методика апробирована и показала отличные результаты. Но в наличии не всегда имеются все требуемые реагенты, что в настоящее время не позволяет использовать указанные методику и программу в полной мере.

При выходе ОАО «Сургутнефтегаз» на месторождения Якутии-Саха институту СургутНИПИнефть было поручено осуществить, взамен ранее применяемых буровых растворов, переход на более совершенные их рецептуры, обеспечивающие более простую технологию их приготовления, меньшую стоимость и повышенную эффективность. Задача была успешно решена. Для бурения из-под кондуктора была рекомендована рецептура раствора с максимальным насыщением хлористым натрием и со стабилизатором – полисахаридом. Для бурения боковых стволов рекомендована рецептура биополимерного раствора, включающего полисахарид и биополимер, добавленные в водный раствор хлористого натрия. В настоящее время, согласно существующим техническим проектам на строительство скважин для данного региона, указанные рецептуры успешно реализуются с учетом опыта их применения на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири.

В Якутии-Саха большое значение имеют результаты вторичного вскрытия пласта перфорацией на участках нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Для данных участков разра-



ботан специальный состав перфорационной среды, который показал хорошие результаты испытаний, и в настоящее время планируется его опытно-промышленное использование [24].

В последнее время при участии отдела строительства и эксплуатации скважин ведутся опытно-промышленные работы с применением многофункционального силикатного реагента БСР (кольмасил), поставляемого ООО «СИТЕКО». Данный реагент, применяемый при обработке глинистых буровых растворов, обеспечивает снижение его вязкостных характеристик, ингибирующие свойства и стабилизацию параметров при высоких забойных температурах [25]. Реагент БСР успешно применяется при бурении под кондуктор и перед геофизическими работами при заканчивании скважин. В результате обеспечивается уменьшение осложнений при бурении под кондуктор, успешное прохождение геофизических приборов в скважину и улучшение качества крепления скважин.

Литература:

1. Жидкости для вторичного вскрытия пластов перфорацией в условиях нефтегазовых залежей / Г.Б. Проводников [и др.] // Пути повышения эффективности и качества строительства нефтяных скважин Западной Сибири. – Сборник научных трудов СибНИИНП, Тюмень. – 1990. – С. 84–89.
2. Проводников Г.Б., Кошелев А.Т., Маляренко А.В., Саунин В.И. и др. Жидкость для вторичного вскрытия пласта перфорацией // Авторское свидетельство № 1572094. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений СССР 15 февраля 1988 г.
3. Проводников Г.Б. Разработка технологии заканчивания скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири с использованием поверхностно-активных кислотных растворов : Дис. ... канд. техн. наук. – М., Сургут, 1998. – С. 28–29, 70–82.
4. Разработка и применение поверхностно-активных растворов на основе реагента СПК-150 при глушении скважин / Г.Б. Проводников [и др.] // Сборник трудов СургутНИПИнефть. – 2004. – Вып 5. – С. 139–143.
5. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М. : Недра, 1984. – С. 39–41, 112–114.
6. Зарипов М.Ф., Проводников Г.Б., Крист М.О. Об основных направлениях научно-исследовательских работ по улучшению качества заканчивания скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1991. – № 9. – С. 37–45.
7. Оценка влияния различных типов буровых растворов на результаты геофизических и гидродинамических исследований скважин / Г.Б. Проводников [и др.] // Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. – 2009. – Вып. 10. – С. 69–78.
8. Патент на изобретение № 2290426. Буровой раствор без твердой фазы с улучшенными смазочными свойствами / Яхшибеков Ф.Р., Рассадников В.И., Проводников Г.Б. и др.
9. Разработка и испытание высокотемпературного утяжеленного бурового раствора на Ульяновском месторождении / Г.Б. Проводников [и др.] // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений. – М., 2006. – С. 179–186.
10. Оценка эффективности метода гидродинамической кольматации стенок скважины при бурении, креплении и освоении скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири / Г.Б. Проводников [и др.] // Сборник научных трудов СибНИИНП. – Тюмень, 1989. – С. 97–110.
11. Проводников Г.Б. Изучение влияния надежности конструкций скважин на нарушения целостности эксплуатационных колонн // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 96–98.
12. Геомеханический анализ деформирования и разрушения конструктивных элементов нефтяных скважин ОАО «Сургутнефтегаз» / Ю.А. Кашников // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 11. – С. 39–43.
13. Кострюков И.А., Проводников Г.Б., Калинин Е.И. Многофакторный анализ нарушений эксплуатационных колонн и разработка комплекса программ ЭВМ для прогнозирования аварийно-опасных зон // Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. – 2003. – Вып. 4. – С. 240–256.
14. Совершенствование рецептур буровых растворов для условий строительства скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / Г.Б. Проводников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 79–83.
15. Основные направления и результаты работ ВНИИБТ в области повышения эффективности разобщения пластов при креплении скважин / А.Г. Калинин [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 1999. – № 2. – С. 195–198.
16. Влияние ступенчатого цементирования скважин на их продуктивность / Н.Л. Щавелев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 5. – С. 20–21.
17. Высокотехнологические способы манжетного и селективно-манжетного цементирования скважин / С.С. Янкулев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 12. – С. 23–27.
18. Проводников Г.Б. Основные направления совершенствования заканчивания скважин на месторождениях ОАО Сургутнефтегаз // Состояние проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в 21 веке. – СибНИИНП, 2000. – Ч. 3. – С. 27–34.
19. Разработка и исследования рецептур буровых растворов для бурения боковых стволов / О.А. Лушпеева [и др.] // Тр. института СургутНИПИнефть. – 2001. – Вып. 3. – С. 286, 302–303.
20. Патент на изобретение № 2208033. Буровой раствор без твердой фазы. Маслов Ю.Н., Щавелев Н.Л., Проводников Г.Б. и др. (зарегистрировано в Государственном реестре изобретений РФ 10.07.2003 г.).
21. Проводников Г.Б., Дюсюншалиев М.А. Оценка эффективности заканчивания горизонтальных скважин хвостовиками с использованием солевых биополимерных растворов // Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. – 2007. – Вып. 8. – С. 110–117.
22. Использование реологической модели бурового раствора для контроля давления в скважине / Г.С. Ширяев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 9. – С. 44–48.



23. Проводников Г.Б., Безденежных В.И., Щавелев Н.Л. Применение технологии глушения нефтегазопроявлений в поисково-разведочных скважинах с аномально высоким давлением // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 9.
24. Описание изобретение к патенту. Заявка 2009100580/03,11.01.2009 г. Жидкость глушения скважины на ой основе без твердой фазы. Ананьев С.А. Яхшибекоев Ф.Р., Проводников Г.Б. и др. Опубликовано 10.07.2010, бюл. №19.
25. Применение гель-технологии для получения буровых технологических жидкостей / Е.А. Коновалов [и др.] // Газовая промышленность. – 2009. – № 11. – С. 58–61.

References:

1. Liquids for secondary opening of layers perforation in the conditions of oil and gas deposits / G.B. Provodnikov [etc.] // Ways of increase in efficiency and quality of construction of oil wells of Western Siberia. – Collection of scientific works of SIBNIINP, Tyumen. – 1990. – P. 84–89.
2. Provodnikov G.B., Koshelev A.T., Malyarenko A.V., Saunin V.I., etc. Liquid for secondary opening of layer perforation/the Copyright certificate No. 1572094. It is registered in the State register of inventions of the USSR on February 15, 1988.
3. Provodnikov G.B. Development of technology of completion of wells on oil fields of Western Siberia with use of surface-active acid solutions : Yew. ... Cand.Tech.Sci. – M., Surgut, 1998. – P. 28–29, 70–82.
4. Development and use of surface-active solutions on the basis of SPK-150 reagent when muffling wells / G.B. Provodnikov [etc.] // Collection of works SurgutNIPneft. – 2004. – Is. 5. – P. 139–143.
5. Bulatov A.I., Penkov A.I., Proselkov Yu.M. Reference book on washing of wells. – M. : Nedra, 1984. – P. 39–41, 112–114.
6. Zaripov M.F., Provodnikov G.B., Krist M.O. About the main directions of research works on improvement of quality of completion of wells in JSC Surgutneftegas // Construction oil him gas wells by land and by sea. – 1991. – № 9. – P. 37–45.
7. Assessment of influence of various types of boring solutions on results of geophysical and hydrodynamic well surveys / G.B. Provodnikov [etc.] // Collection of scientific works SurgutNIPneft. – 2009. – Is. 10. – P. 69–78.
8. Patent for an invention № 2290426. Drilling mud fluid without firm phase with the improved lubricant properties / Yakhshibekov F.R., Rassadnikov V.I, Provodnikov G.B., etc.
9. Development and test of the high-temperature weighted drilling mud fluid on the Ulyanovsk field / G.B. Provodnikov [etc.] // Questions of geology, drilling and development of oil and gas fields. – M., 2006. – P. 179–186.
10. Assessment of efficiency of a method of a hydrodynamic kolmatation of walls of the well when drilling, fastening and development of wells on oil fields of Western Siberia / G.B. Provodnikov [etc.] // Collection of scientific works of SIBNIINP. – Tyumen, 1989. – P. 97–110.
11. Provodnikov G.B. Studying of influence of reliability of structures of wells on violations of integrity of operational columns // Oil economy. – 2001. – № 9. – P. 96–98.
12. Geomechanical analysis of deformation and destruction of structural elements of oil wells of JSC Surgutneftegas / Yu.A. Kashnikov // Oil economy. – 2002. – № 11. – P. 39–43.
13. Kostryukov I.A., Provodnikov G.B., Kalinichenko E.I. Multiple-factor analysis of violations of operational columns and development of a complex of the COMPUTERS programs for forecasting of emergency and dangerous zones // Collection of scientific works SurgutNIPneft. – 2003. – Is. 4. – P. 240–256.
14. Improvement of compoundings of boring solutions for conditions of construction of wells on fields of JSC Surgutneftegas / G.B. Provodnikov [etc.] // Oil economy. – 2002. – № 8. – P. 79–83.
15. The main directions and results of works of VNIIBT in the field of increase in efficiency of dissociation of layers when fastening wells / A.G. Kalinin [etc.] // Mountain information and analytical bulletin. – 1999. – № 2. – P. 195–198.
16. Influence of step cementation of wells on their efficiency / N.L. Shchavelev [etc.] // Oil economy. – 1998. – № 5. – P. 20–21.
17. High-tech methods manzhetny and selective манжетного cementations of wells / S.S. Yankulev [etc.] // Oil economy. – 1999. – № 12. – P. 23–27.
18. Provodnikov G.B. The main directions of improvement of completion of wells on JSC Surgutneftegas fields // Condition of a problem, the main directions of development of oil industry in the 21st century. – SibNIINP, 2000. – P. 3. – P. 27–34.
19. Development and researches of compoundings of boring solutions for drilling of side trunks / O.A. Lushpeeva [etc.] // Work of SurgutNIPneft institute. – 2001. – Is. 3. – P. 286, 302–303.
20. Patent for an invention № 2208033. Drilling mud fluid without firm Phase. Maslov Yu.N., Shchavelev N.L., Provodnikov G.B., etc. (is registered in the State register of inventions of the Russian Federation 7/10/2003).
21. Provodnikov G.B., Dyusyngaliyev M.A. Assessment of efficiency of completion of horizontal wells shafts with use of salt biopolymer solutions // Collection of scientific works Surgutni-Pineft. – 2007. – Is. 8. – P. 110–117.
22. Use of rheological model of drilling mud fluid for control of pressure in the well / G.S. Shiryaev [etc.] // Oil economy. – 2001. – № 9. – P. 44–48.
23. Provodnikov G.B., Impecunious V.I., Shchavelev N.L. Use of technology of muffling of oil and gas manifestations in explorative wells with abnormally high pressure // Oil economy. – 2003. – № 9.
24. The description an invention to the patent. Application of 2009100580/03,11.01.2009 g. Liquid of muffling of the well on oh basis without firm phase. Ananyev S.A. Yakhshibekov F.R., Conductors G.B., etc. It is published 7/10/2010, bulletin № 19.
25. Application gel technology for receiving boring technological liquids / E.A. Konovalov [etc.] // Gas industry. – 2009. – № 11. – P. 58–61.