

Проблемы строительства скважин в Восточной Сибири и пути их решения

**В. А. Парфирьев¹, Н. Н. Закиров^{2*}, Ю. В. Ваганов², А. Е. Анашкина²,
В. А. Борисенко²**

¹ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: zakirovnn@tyuiu.ru

Аннотация. В работе приводится анализ строительства нефтяных скважин на месторождениях Восточной Сибири. Дана характеристика геологического разреза, оказывающего влияние на качество строительства нефтяных скважин, в частности, приведены осложнения, с которыми приходится сталкиваться в процессе проводки ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну.

В процессе лабораторных исследований разработана рецептура полисульфидного биополимерного бурового раствора, позволяющего увеличить производительное время за счет снижения повторных и аварийных работ по устранению осложнений, связанных с кавернообразованием, наработкой уступов в условиях сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта.

Ключевые слова: скважина; буровой раствор; пластовое давление; эксплуатационная колонна

Well construction in Eastern Siberia: drilling hazards and their remedies

**Vasiliy A. Parfiryev¹, Nikolay N. Zakirov^{2*}, Yuriy V. Vaganov²,
Alexandra E. Anashkina², Victor A. Borisenko²**

¹JSC «Surgutneftegas», Surgut, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: zakirovnn@tyuiu.ru

Abstract. The article is devoted to an analysis of oil well construction at fields in the territory of Eastern Siberia. We give features of the geological section, influencing the quality of oil well construction. Particularly, we describe drilling hazards under production string, which there are in the process of posting the wellbore.

Laboratory studies have helped to make function the recipe polysulfur biopolymer mud. This solution will allow increasing productive time due to reduction of repeated and emergency works on elimination of the complications connected with cavern formation, operating time of ledges in the conditions of preservation of reservoir properties.

Key words: well; drilling mud; reservoir pressure; casing string

Нефтеносность Восточной Сибири по разным источникам оценивается в 65–99 млрд т нефти, при этом регион в геологической части изучен слабо, большинство запасов отнесено к категории Д2. Данная нефтегазовая провинция представлена 74 месторождениями углеводородов на суше и 9 шельфовыми ме-

сторожениями Дальнего Востока. Наиболее полно нефтегазовый потенциал определен в Республике Саха, Иркутской области и на Сахалине. Развитие нефтегазовой отрасли в данном регионе относится к приоритетному по воспроизводству сырьевой базы и наращиванию добычи углеводородов на территории России.

Нефтеносность Республики Саха (Якутия) связана с развитием месторождений Талаканской группы, представленных карбонатным коллектором осинского горизонта, характеризующегося 30–50-метровой толщиной порово-кавернозного и кавернозно-трещиноватого типа, являющегося одним из основных нефтеносных горизонтов непско-ботуобинской зоны. Добыча углеводородов из данной зоны осложнена тектоническими деформациями, аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД), трещиноватостью, кавернозностью и низкими пластовыми температурами [1].

Наличие в геологическом разрезе месторождений вечномерзлотных пород, мощных толщ солевых отложений в процессе строительства приводит к ряду осложнений, оказывающих влияние на качество проводки скважин и их последующую эксплуатацию [2].

Анализ строительства скважин на месторождениях Талаканской группы позволил выявить основные причины, оказывающие влияние на качество строительства скважин:

- наличие зон трещиноватых и кавернозных пород (зоны частичного поглощения);
- наличие зон многолетнемерзлых пород;
- наличие интервалов солевых отложений с высокой кавернозностью;
- низкая седиментационная устойчивость тампонажного материала («усадка» облегченного цементного раствора);
- низкие реологические показатели бурового и цементного растворов;
- низкая адгезия тампонажного раствора.

При этом опыт бурения скважин в Республике Саха (Якутия) показал, что применение моносольевых буровых растворов (солевого биополимерного раствора (СБР)) не позволяет одновременно решать задачи по вскрытию интервалов солевых отложений юрегинской свиты и качественному первичному вскрытию продуктивных пластов. В результате применения СБР при бурении скважины были получены значительные осложнения в виде поглощения, образования каверн, наработки уступов, снижения коллекторских свойств продуктивного горизонта и, как следствие, снижения качества крепления эксплуатационной колонны.

На основании чего было определена необходимость разработки бурового раствора, отвечающего следующим требованиям [3]:

- по составу дисперсионной среды соответствовать солевым отложениям юрегинской свиты, не допуская растворения отложений;
- по составу дисперсионной среды и общей минерализации соответствовать минерализации пластовой воды продуктивного горизонта, не допуская образования нерастворимых осадков;
- иметь в составе полимеры, совместимые с электролитами, способствующие загущению бурового раствора при попадании на стенки скважины и в прискважинную зону пласта и склонные к последующему биоразложению с целью уменьшения степени загрязнения продуктивного пласта;
- иметь в составе дисперсную фазу, подобранную соответствующим образом к реальной структуре пустотного пространства продуктивных отложений, способствующую поверхностной коагуляции с целью уменьшения глубины проникновения фильтра;
- иметь в составе поверхностно-активные вещества, совместимые с электролитами, уменьшающие поверхностное натяжение на границе фильтрат бурового раствора — пластовая нефть.

С другой стороны, основным геолого-технологическим фактором, оказывающим влияние на выбор свойств бурового раствора, являются геологический разрез, а также профиль скважины (вертикальной, наклонно направленной или горизонтальной). Данный фактор определяет необходимость совместимости свойств бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта и проводки основного ствола. Эта проблема решается подбором состава бурового раствора с требуемыми физико-механическими свойствами, и в последнее время широкое применение находят промывочные жидкости с использованием полимеров, что позволяет увеличивать скорость бурения и повышает устойчивость стенок скважины [4].

Известно, что буровые растворы, обработанные определенным количеством хлоридов натрия, калия, магния и защитных органических реагентов, обеспечивают нормальное состояние ствола скважины в разнородных по составу соленосных породах. Для сохранения устойчивости терригенной части разреза в качестве базового раствора также может быть использован полисолевой раствор. Хлорид калия играет роль ингибитора разупрочнения глин не только в отсутствие других электролитов, но и в комбинации с другими солями. Введение хлорида магния в состав уменьшает скорость капиллярной пропитки горной породы и замедляет темп увлажнения глин. Совместное использование солей в составе предлагаемого раствора в условиях взаимной растворимости позволяет достичь общей минерализации фильтрата бурового раствора, близкой минерализации пластовой воды — 350–400 г/л. Что позволяет снизить негативные последствия физико-химического взаимодействия в системе фильтрат бурового раствора — горная порода — пластовые флюиды. С другой стороны, способность биополимера на основе ксантановой смолы к гелеобразованию при снижении скорости сдвига положительно влияет на качество вскрытия продуктивного пласта, так как эта структура формируется в зоне кольматации, препятствуя дальнейшему проникновению фильтрата в пласт [5]. В качестве стабилизатора и флокулянта использован высококачественный акриловый полимер в ограниченной концентрации. В качестве понизителя фильтрации в условиях проводки протяженного горизонтального ствола скважины предлагается карбоксиметилцеллюлоза.

Введение неионогенного поверхностно-активного вещества способствует уменьшению поверхностного натяжения на границе фильтрат бурового раствора — пластовая нефть, разупрочняет структуру пленочной воды на поверхности порового пространства, частично предотвращает растворимость солей вследствие уменьшения растворяющего объема, улучшает структурно-механические, фильтрационные и смазочные показатели, повышает коррозионную устойчивость, скорость бурения и проходку на долото. При этом использованы солейстойкие поверхностно-активные вещества.

Введение в буровой раствор кольматанта на основе карбоната кальция определенного фракционного состава обеспечивает создание плотной кольматационной корки и ограничение глубины проникновения фильтрата в пласт, позволяет максимально сохранить коллекторские свойства пласта. Подбор оптимального фракционного состава и концентрации кольматанта осуществлен с использованием комплексного подхода, в основе которого лежат результаты анализа геолого-физической информации, петрофизических исследований ядра, теоретических расчетов и лабораторных исследований.

В результате лабораторных исследований был получен полисолевой биополимерный буровой раствор (ПСБР), отвечающий заявленным требованиям целевой модели, параметры которого представлены в таблице 1.

Таблица 1

Параметры полисолевого биополимерного бурового раствора

Показатель	Единица измерения	Значение
Плотность	кг/м ³	1 190–1 250
Условная вязкость	с	30–60
Статическое напряжение сдвига 10 с	дПа	30–40
Статическое напряжение сдвига 10 мин	дПа	40–60
Динамическое напряжение сдвига	дПа	Не менее 65
Пластическая вязкость	мПа·с	До 20
Водоотдача (по АНИ)	см ³ /30 мин	Не более 8
рН		7,0–8,5
Коэффициент трения		Не более 0,08

Для определения коэффициента восстановления проницаемости после воздействия на горную породу бурового раствора проведен ряд экспериментов на естественном керне в условиях, моделирующих пластовые (без моделирования перфорации) (табл. 2).

Таблица 2

Результаты лабораторных исследований по определению коэффициента восстановления проницаемости горной породы

Тип бурового раствора	Фильтрационно-емкостные свойства						Восстановление проницаемости на установке FDTES-100-140	Объем закаченной жидкости в керн, мл	Объем порового пространства, мл
	Абсолютная газовая проницаемость, Кпр (мД) (параллельно)		Остаточная газовая проницаемость, %	Открытая пористость по гелию (Кп), %		Остаточная открытая пористость, %			
	Начальная	После воздействия бурового раствора		Начальная	После воздействия бурового раствора				
СБР	622,19	94,62	15,2	13,28	13,2	99,3	9	3,6	2,83
	14,75	2,03	13,7	8,9	8,96	100,6			1,92
НМБРК-001	465,05	303,56	65,27	10,6	11,68	110,1	13,1	4,4	2,25
	85,38	39,57	46,34	9,61	9,66	100,5			2,04
ПСБР	365,9	366,1	нд	нд	нд	нд	20,9	2,8	нд
	32,5	12,47	нд	нд	нд	нд			нд

Коэффициент восстановления проницаемости после воздействия бурового раствора по результатам экспериментов находился в диапазоне 2,5–4,0 %. После проведения экспериментов была замерена проницаемость образцов по газу. Проницаемость первого образца в колонке из трех образцов по отношению к начальной проницаемости до проведения экспериментов находилась в диапазоне 17–31 %,

второго образца — 65–77 %, а третьего — 95–100 %. Таким образом, результаты экспериментов подтвердили соответствие разработанного бурового раствора (ПСБР) требуемой модели.

В результате выполнения опытно-промышленных работ по скважинам, на которых применялся разработанный буровой раствор, было достигнуто снижение коэффициента кавернозности ствола скважины в интервале эксплуатационной колонны с 1,5 до 1,1 (снижение на 35 %). Увеличено производительное время за счет повышения качества промывки ствола скважины. Также в процессе опытных работ получены дебиты нефти в среднем порядка двух раз выше по сравнению со скважинами, пробуренными с применением базового раствора (табл. 3). Продуктивность опытных скважин больше на 3,8 м³/сут · МПа относительно базовых скважин. Достигнутые дебиты новых скважин позволили по-новому оценить перспективы бурения скважин на месторождениях. Промышленное применение ПСБР началось по завершении опытно-промышленных работ.

Таблица 3

Результаты применения полисолевого биополимерного бурового раствора

Номер скважины	Ожидаемый дебит скважины при вводе (НГДУ), т/сут	Фактический дебит и продуктивность скважин при вводе	
		т/сут	м ³ /сут/МПа
142	11,7	27	6,3
140	11,7	19	4,1
23	10,9	18	2,8
141	11,7	15	2,1
22Гр	11,7	44	19,7
176	10,9	38	13,9
121	11,7	31	6,7
100-1Гр	12,6	13	1,4

Результаты практического применения разработанного бурового раствора в горизонтальной скважине при сопоставлении с результатами фильтрационных экспериментов позволили сделать предположение об обратимости коагуляции при-скважинной зоны пласта дисперсной фазой бурового раствора вследствие верно подобранного фракционного состава коагулянта с учетом особенностей геологического строения пласта.

Бурение скважин в сложных горно-геологических условиях на терригенные отложения в Восточной Сибири сопровождается рядом объективных проблем. Применение моносолевых буровых растворов на водной основе недостаточно эффективно. Совершенствование рецептур буровых растворов для обеспечения качественного первичного вскрытия продуктивных пластов является одним из необходимых условий повышения эффективности разработки месторождений. Разработанная рецептура полисолевого биополимерного бурового раствора показала высокую технологическую эффективность. Достигнутые результаты позволяют по-новому оценить перспективы бурения скважин на месторождении.

Библиографический список

1. Парфирьев В. А., Палеев С. А., Ваганов Ю. В. Анализ строительства нефтяных скважин в осложненных условиях на месторождениях Восточной Сибири // Известия выс-

ших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 97–100. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-97-100

2. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В., Бельтиков Я. В. Условия вскрытия и освоения Венд-Рифейских отложений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 64–68.

3. Полисолевой биополимерный буровой раствор для строительства скважин на месторождениях с терригенным коллектором в Восточной Сибири / В. А. Парфирьев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 63–68. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-63-68

4. Increase in Permeability of the Terrigenous Reservoir after Exposure to Polymer-Based Drilling Mud / Yu. V. Vaganov [et al] // International Journal of Applied Engineering Research. – 2018. – Vol. 13, Issue 2. – P. 879–884.

5. Ахметзянов Р. Р., Жернаков В. Н., Сергеев С. С. Применение бурового раствора с бишофитом и модифицированным крахмалом при первичном вскрытии // Результаты испытания образцов новых видов оборудования и технологий ОАО «Сургутнефтегаз». – 2017. – С. 4–6.

Сведения об авторах

Парфирьев Василий Анатольевич, начальник НГДУ «Талаканнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

Закиров Николай Николаевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: zakirovnn@tyuiu.ru

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Анашкина Александра Евгеньевна, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: anashkinaae@tyuiu.ru

Борисенко Виктор Андреевич, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: borisenkova@tyuiu.ru

Information about the authors

Vasily A. Parfiryev, Manager of Talakanneft Oil and Gas Production Division, JSC «Surgutneftegas», Surgut

Nikolay N. Zakirov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: zakirovnn@tyuiu.ru

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Alexandra E. Anashkina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: anashkinaae@tyuiu.ru

Victor A. Borisenko, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: borisenkova@tyuiu.ru