ПРИМЕНЕНИЕ НЕФТИ В КАЧЕСТВЕ СМАЗОЧНОЙ ДОБАВКИ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ (НА ПРИМЕРЕ ЯРАКТИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

USE OF OIL AS LUBRICANT ADDITIVE IN DRILLING MUD FLUID (ON THE EXAMPLE OF THE YARAKTINSKY OIL-GAS CONDENSATE FIELD)

Э. В. Шакирова
Elvira V. Shakirova

Иркутский национальный
исследовательский
технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация

Irkutsk National Research
Technical University,
Irkutsk, Russian Federation

Т. Р. Сабиров
Timur R. Sabirov

Иркутский национальный
исследовательский
технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация

Irkutsk National Research
Technical University,
Irkutsk, Russian Federation

Е. В. Аверкина
Elena V. Averkina

Иркутский национальный
исследовательский
технический университет,
г. Иркутск, Российская Федерация

Irkutsk National Research
Technical University,
Irkutsk, Russian Federation

К. О. Перышкина
Kristina O. Peryshkina

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Изучено влияние фракционного состава нефти на характеристики соленасыщенного полисахаридного бурового раствора, применяемого при бурении скважин в Восточной Сибири. В качестве смазывающей добавки лучше использовать нефти с нормальной плотностью, малым газовым фактором, малопарафинистую, малосернистую и смолистую. В связи с этим приведены результаты исследования нефтей с западно-сибирских и восточно-сибирских месторождений: Самотлорского нефтегазоконденсатного, Верхнечонского нефтегазоконденсатного, Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного, Куюмбинского нефтегазового. Представлен опыт влияния нефтей на параметры бурового раствора, а также в зависимости от фракционного состава на его смазывающую способность.

Вышеперечисленные нефти обладают смазочными свойствами, однако у нефти Самотлорского месторождения содержание светлых фракций больше, чем у всех остальных, что характерно для западно-сибирских нефтей. Из нее можно вырабатывать смазочные масла высокого качества. Коэффициент трения имеет наименьшие значения и снижается с увеличением её концентрации.

При тестировании нефть в раствор вводилась в диапазоне концентраций от 0,1 % до 5 %. Выявлено, что нефть Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения оказывает значительное влияние на плотность и реологические параметры раствора. Значение плотности возрастает при концентрации до 1 %, затем снижается, в то время как реологические параметры возрастают пропорционально увеличению концентрации нефти в буровом растворе. Нефть Юрубчено-Тохомского месторождения с увеличением концентрации снижает плотность и увеличивает реологические показатели. С увеличением концентрации у нефтей Куюмбинского и Самотлорского месторождений повышаются реологические показатели. Ни один из образцов нефти заметного влияния не оказывает на значения водородного показателя.

Представленную нефть Самотлорского месторождения можно применять как смазочную добавку на месторождениях Восточной Сибири, но окончательно делать выводы можно лишь после промышленного испытания на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Ключевые слова

смазочная
добавка,
буровой раствор,
нефть,
месторождение,
Ярактинское
нефтегазокон-
денсатное
месторождение,
эксплуатационная
колонна,
реологические
свойства

The influence of the fractional composition of oil on the characteristics of the salt-saturated polysaccharide drilling mud used in drilling wells in Eastern Siberia was studied. As a lubricant it is better to use oil with a normal density, a small gas factor, low-paraffin, low-sulfur and resinous. In this regard, the results of the study of oils from West Siberian and East Siberian oil fields are given: Samotlor oil-gas condensate, Verkhnechonsk oil-gas condensate, Yurubcheno-Tokhomskoye oil-gas condensate, and Kuyumbinsk oil-gas fields. There presented the experience of oil influence on drilling mud parameters, and also lubricity dependence on its fractional composition.

The above mentioned oils exhibit lubricating properties, however, Samotlor oil contain more light fractions than all other oils, that is typical for West Siberian oils. High quality lubricating oils can be produced from it. The friction coefficient has the smallest values, and decreases with increasing its concentration.

While testing, oil was introduced into the solution in a concentration range from 0.1 % to 5 %. It was revealed that the oil of the Verkhnechonsk oil-gas condensate field has a significant influence on the density and rheological parameters of the solution. The density value increases at a concentration of up to 1 %, then decreases, while the rheological parameters increase in proportion to the increase in oil concentration in the drilling fluid. The oil of the Yurubcheno-Tokhomskoye oil field, as the concentration increases, reduces the density and increases the rheological parameters. With the increase in concentration in the oils of the Kuyumbinsk and Samotlor oil fields, rheological parameters increase. None of the oil samples has a noticeable effect on the values of the hydrogen index.

The presented oil of the Samotlor field can be used as a lubricant additive in the fields of Eastern Siberia, but final conclusions can only be made after an industrial test at the Yarakinsky oil-gas condensate field.

Key words

lubricant
additive,
drilling mud, oil,
deposit, Yarakta
oil and gas
condensate field,
production
column,
rheological
properties

Для предупреждения аварийных ситуаций и осложнений в процессе бурения следует уделять особое внимание обработке промысловых жидкостей смазочными добавками [1–3]. Это особенно важно при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Вскрытие пластов с большими углами наклона может привести к прихвату инструмента вследствие воздействия дифференциального давления. Боковые нагрузки бурильной колонны на наклонном участке ствола выше, и вероятность прихвата растет с увеличением площади, контактирующей с пластом и фильтрационной коркой.

Выбор смазочной добавки и ее концентрации в буровом растворе является очень важным моментом, так как смазочные свойства бурового раствора, отвечающие требованиям, увеличивают долговечность долота, снижают крутящий момент, и, вероятно, уменьшают опасность возникновения прихвата бурильной колонны. Опыт применения различных отечественных смазочных добавок в Восточной Сибири достаточно подробно изложен в научных работах [4–7].

Известно, что нефть применялась как одна из первых смазывающих добавок для предотвращения прихватов [8]. При добавлении даже 10 % нефти в буровой раствор значительно снижается коэффициент трения между трубами и фильтрационной коркой, повышается эффективность работы долота, снижаются гидравлические сопротивления [9].

В лаборатории буровых растворов и крепления скважин ИрНИТУ авторами были исследованы нефти западно-сибирского и восточно-сибирских месторождений: Самотлорское нефтегазоконденсатное, Верхнеконское нефтегазоконденсатное, Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное, Куюмбинское нефтегазовое — с целью выявить влияние нефти на параметры бурового раствора, а также на степень смазывающей способности в зависимости от ее фракционного состава.

Физико-химические свойства нефтей, отобранных для исследований, представлены в таблице 1.

Испытание нефтей проводилось на буровом растворе, применяемом при строительстве эксплуатационных скважин на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении.

При бурении под техническую и эксплуатационную колонны приготавливался соленасыщенный полисахаридный буровой раствор (СПБР) плотностью 1,22–1,25 г/см³. Состав СПБР: раствор хлорида натрия NaCl плотностью 1,175–1,18 г/см³, кальцинированная сода Na₂CO₃, крахмал «КРЭМ», биополимер «Биосин», полианионная целлюлоза высокой вязкости «Оснопак Н-О», смазочная добавка (нефть).

При тестировании нефть в соленасыщенный полисахаридный буровой раствор вводилась в диапазоне концентраций от 0,1 % до 5 %.

Таблица 1. Физико-химические свойства нефтей

№ п/п	Месторождение	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Вязкость кинематическая при 50 °С, мм ² /с	Температура застывания, °С	Содержание, % масс.		
					серы общей	парафина	асфальтенов
1	Верхнечонское	857,6	11,2	–35	0,60	2,5	0,7
2	Юрубчено-Тохомское	826,7	4,2	–27	0,22	1,0	—
3	Курумбинское	839,3	7,3	–60	0,59	3,84	0,05
4	Самотлорское	849,0	3,8	–26	0,95	2,3	1,5

Для определения воздействия забойной температуры на свойства бурового раствора с добавлением нефти проводилось термостатирование при температуре 50 °С в течение 24 ч.

Замер показателей буровых растворов осуществлялся в соответствии со стандартом API на приборах, представленных в таблице 2.

Полученные данные лабораторных исследований влияния различных типов нефти, отличающихся по фракционному составу, на свойства бурового раствора представлены в таблице 3.

Немаловажным показателем в данных условиях также является коэффициент липкости, который растет с увеличением концентрации нефти у всех исследуемых проб раствора (таблица 3). Высокие значения липкости фильтрационной корки больше 20° могут при-

вести к налипанию выбуренной породы на стенки ствола скважины, к увеличению гидродинамического давления, а впоследствии и к прихвату инструмента. Следовательно, если в качестве смазывающей добавки будет применяться нефть, необходимо уделять особое внимание степени очистки ствола скважины и бурового раствора.

Фракционный состав нефти измерялся методом простой перегонки в соответствии с ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава». В ходе замера определялись температуры начала и конца кипения, объём бензиновой, керосиновой, дизельной фракций, которые выделяются до 350 °С (светлые фракции).

Полученные результаты перегонки нефтей представлены в таблице 4.

Таблица 2. Лабораторная база, используемая в процессе исследований

№ п/п	Наименование прибора	Назначение прибора	Производитель	Дополнительные сведения
1	ВБР-2	Определение условной вязкости	НПП «Рубин», г. Уфа	—
2	Металлические рычажные весы	Определение удельной плотности бурового раствора	OFITE (США)	Диапазон измерений прибора 0,75-2,6 г/см ³
3	КТК-2	Определение коэффициента липкости		—
4	Вискозиметр Model 900	Определение реологических свойств бурового раствора: — пластическая вязкость (ПВ); — динамическое напряжение сдвига (ДНС); — статическое напряжение сдвига спустя 10 с и 10 мин покоя (СНС10/10).	OFITE (США)	
5	Фильтр-пресс полной площади	Определение показателя фильтрации по API	OFITE (США)	В фильтрационной камере создается давление 100 фунтов/дюйм ² (0,7 МПа)
6	pH-метр	Определение водородного показателя	Oakton (США)	—
7	Печь 5-вальцовая	Термостатирование бурового раствора	OFITE (США)	В печи создаётся температура 50 °С в течение 24 ч
8	Тестер предельного давления	Определение коэффициента трения	OFITE (США)	—

Таблица 3. Лабораторные исследования различных типов нефти на соленасыщенном полисахаридном буровом растворе

Состав раствора		ρ , г/см ³	УВ ₇₀₀ , с	$\eta_{пл}$, сП	ДНС, Па	СНС _{1/10} , Па	Φ_{30} , см ³	k, мм	$k_{лп}$	$k_{тр}$	pH
Исх. СПБР		1,189	66,60	28,5	14,2	2,1/3,4	6,3	0,5	0,268	0,176	8,80
После т/с		1,189	60,30	29,6	13,8	1,5/2,4	5,6	0,5	0,230	0,171	8,36
Верхнечонское месторождение											
1	Исх. + 0,1 %	1,176	54,80	27,1	11,1	1,9/2,7	6,6	0,5	0,213	0,222	8,58
	После т/с	1,183	50,00	24,5	11,2	1,5/2,6	5,8	0,5	0,268	0,163	8,46
2	Исх. + 0,3 %	1,171	54,90	26,0	11,7	1,9/2,7	6,8	0,5	0,268	0,215	8,66
	После т/с	1,183	50,20	25,7	9,5	1,5/2,6	6,2	0,5	0,230	0,148	8,50
3	Исх. + 0,5 %	1,183	64,00	28,2	14,3	2,1/3,2	6,1	0,5	0,268	0,177	8,70
	После т/с	1,183	59,60	29,0	12,7	1,5/2,3	6,0	0,5	0,231	0,135	8,45
4	Исх. + 1 %	1,196	66,72	28,0	15,0	2,8/3,7	5,6	0,5	0,212	0,236	8,60
	После т/с	1,196	60,32	27,9	14,3	2,2/2,8	5,0	0,5	0,268	0,134	8,35
5	Исх. + 3 %	1,169	78,53	30,9	15,7	2,2/3,3	6,1	0,5	0,404	0,154	8,75
	После т/с	1,169	66,80	30,7	15,0	1,6/2,5	6,1	0,5	0,305	0,209	8,41
6	Исх. + 5 %	1,156	79,00	31,9	16,7	2,3/3,5	7,3	0,5	0,364	0,178	8,73
	После т/с	1,163	70,40	30,4	15,8	1,6/2,6	4,7	0,5	0,305	0,213	8,38
Юрубчено-Тохомское месторождение											
1	Исх. + 0,1 %	1,183	64,20	28,1	14,2	2,2/3,4	6,3	0,5	0,286	0,171	8,80
	После т/с	1,183	61,40	29,2	13,8	1,6/2,5	5,6	0,5	0,404	0,148	8,45
2	Исх. + 0,3 %	1,183	69,14	29,8	14,5	2,2/3,5	6,8	0,5	0,344	0,160	8,79
	После т/с	1,183	52,32	25,9	11,0	1,3/2,3	5,6	0,5	0,230	0,177	8,45
3	Исх. + 0,5 %	1,176	70,60	29,9	15,1	2,2/3,5	7,0	0,5	0,268	0,160	8,81
	После т/с	1,176	56,06	28,2	12,7	1,4/2,6	5,2	0,5	0,296	0,165	8,39
4	Исх. + 1 %	1,196	68,10	27,7	15,0	2,6/3,7	6,2	0,5	0,176	0,205	8,63
	После т/с	1,196	49,13	27,3	14,0	2,3/2,7	4,4	0,5	0,268	0,230	8,40
5	Исх. + 3 %	1,176	77,84	31,7	16,1	2,2/3,5	5,5	0,5	0,176	0,169	8,74
	После т/с	1,176	59,06	27,0	12,9	1,4/2,7	6,0	0,5	0,424	0,180	8,36
6	Исх. + 5 %	1,163	78,14	32,4	16,8	2,4/3,6	5,4	0,5	0,176	0,177	8,78
	После т/с	1,163	66,44	29,8	14,6	1,6/2,8	5,2	0,5	0,466	0,176	8,42
Куомбинское месторождение											
1	Исх. + 0,1 %	1,183	62,40	28,5	13,5	2,0/3,2	6,9	0,5	0,364	0,161	8,77
	После т/с	1,183	48,50	27,1	13,0	1,6/2,4	6,3	0,5	0,325	0,160	8,50
2	Исх. + 0,3 %	1,183	62,50	28,1	13,8	2,0/3,4	7,0	0,5	0,383	0,158	8,82
	После т/с	1,183	65,68	28,7	13,3	1,3/2,3	5,7	0,5	0,445	0,113	8,53
3	Исх. + 0,5 %	1,176	62,80	28,5	13,8	2,0/3,3	6,2	0,5	0,176	0,156	8,82
	После т/с	1,176	66,48	28,4	12,7	1,3/2,2	5,2	0,5	0,212	0,108	8,51
4	Исх. + 1 %	1,176	64,50	28,9	14,4	2,3/3,1	6,3	0,5	0,424	0,171	8,78
	После т/с	1,176	60,00	28,7	13,2	1,5/2,3	6,1	0,5	0,213	0,156	8,47
5	Исх. + 3 %	1,176	71,50	30,4	15,8	2,4/3,5	5,0	0,5	0,364	0,168	8,82
	После т/с	1,170	47,40	24,0	11,5	1,3/2,4	5,8	0,5	0,230	0,164	8,47
6	Исх. + 5 %	1,176	74,90	30,3	16,7	2,4/3,7	5,2	0,5	0,364	0,167	8,83
	После т/с	1,150	49,50	26,3	11,3	1,3/2,7	5,6	0,5	0,404	0,164	8,47
Самотлорское месторождение											
1	Исх. + 0,1 %	1,183	60,30	28,4	13,7	2,0/3,2	7,0	0,5	0,230	0,148	8,84
	После т/с	1,183	55,00	25,9	11,7	1,5/2,5	7,8	0,5	0,212	0,152	8,46
2	Исх. + 0,3 %	1,176	61,50	28,1	13,6	2,0/3,0	6,8	0,5	0,286	0,152	8,77
	После т/с	1,176	56,80	26,7	12,2	1,5/2,1	6,3	0,5	0,268	0,156	8,51
3	Исх. + 0,5 %	1,163	72,70	29,2	14,6	2,1/3,2	6,0	0,5	0,286	0,146	8,62
	После т/с	1,183	61,30	29,2	14,9	1,5/2,5	6,0	0,5	0,268	0,124	8,43
4	Исх. + 1 %	1,163	72,70	30,8	14,0	2,0/3,3	6,0	0,5	0,176	0,138	8,71
	После т/с	1,176	66,30	30,3	13,9	1,6/2,5	5,8	0,5	0,266	0,105	8,40
5	Исх. + 3 %	1,170	77,70	31,8	15,2	2,2/3,6	5,4	0,5	0,249	0,126	8,73
	После т/с	1,170	76,00	31,3	15,7	1,7/2,5	5,8	0,5	0,268	0,117	8,48
6	Исх. + 5 %	1,163	86,10	32,6	17,0	2,3/3,7	5,3	0,5	0,305	0,132	8,75
	После т/с	1,163	80,00	33,0	16,3	1,8/2,7	5,1	0,5	0,271	0,103	8,50

Примечание:

УВ — условная вязкость; ρ — плотность; Φ_{30} — показатель фильтрации; K — толщина корки; pH — кислотно-щелочной баланс; $\eta_{эф}$, $\eta_{пл}$ — пластическая и эффективная вязкости; τ_0 — динамическое напряжение сдвига; СНС_{1/10} — статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, $K_{лп}$ — коэффициент липкости глинистой корки; $K_{тр}$ — коэффициент трения.

Рисунок 1. Диаграмма изменения коэффициента трения в зависимости от содержания нефти в буровом растворе (до термостатирования)

Рисунок 2. Диаграмма изменения коэффициента трения в зависимости от содержания нефти в буровом растворе (после термостатирования)

Нефти данных месторождений значительно различаются по фракционному составу (таблица 4). Большинство нефтей содержит 15–25 % бензиновых фракций, выкипающих до 180 °С, 45–55 % фракций, перегоняющихся до 300–350 °С. Например, нефти Верхнеконского, Куёмбинского месторождений имеют меньший выход фракций, выкипающих до 200 °С и 300 °С. Нефть же Самотлорского месторождения, наоборот, дает больший выход светлых фракций (58 %), выкипающих до 200 °С и 300 °С. При относительно низкой

плотности нефть Юрубчено-Тохомского месторождения также имеет невысокий выход фракций, выкипающих до 360 °С. Также следует отметить, что нефти восточно-сибирских месторождений значительно отличаются от нефтей западно-сибирских более высоким содержанием хлористых солей [10–12].

В зависимости от содержания в нефти светлых фракций, из которых вырабатывают смазочные масла высокого качества, можно судить о смазочной способности бурового раствора, в который добавлена такая нефть.

Таблица 4. Фракционный состав нефтей (до 350 °С)

№ п/п	Месторождение	Содержание бензиновой фракции, % масс.	Содержание керосиновой фракции, % масс.	Содержание дизельной фракции, % масс.
1	Верхнечонское	17,0	13,7	24,3
2	Юрубчено-Тохомское	19,5	15,3	27,8
3	Куюмбинское	18,4	12,1	29,5
4	Самотлорское	24,0	20,5	38,0

Данные подтверждаются результатами лабораторных исследований. Сопоставив данные рисунков 1, 2 и 3, можно заметить, что для нефти Самотлорского месторождения, у которой самое большое содержание светлых фракций, коэффициент трения имеет наименьшее значение и снижается с увеличением её концентрации. Так как коэффициент трения является одним из основных показателей для оценки триботехнических свойств промывочной жидкости, можно сделать вывод, что применение данной нефти как реагента для предотвращения и ликвидации прихватов является целесообразным.

Выводы

Проведенные исследования показали, что все исследуемые пробы бурового раствора с нефтями разных месторождений увеличивают их вязкостные свойства.

Увеличение концентрации нефти приводит к снижению плотности у всех проб растворов.

Коэффициент липкости фильтрационной корки имеет высокие значения, кроме растворов, в которые вводилась нефть Юрубчено-

Тохомского НГКМ в концентрациях 1,3 % и 5 %.

Добавка нефти в процентных концентрациях от 0,1 % до 5 % не оказывает влияния на фильтрационные свойства растворов.

Существенное снижение коэффициента трения наблюдалось у западно-сибирской нефти Самотлорского НМ, у которой наибольшее содержание светлых фракций, чем у нефтей восточно-сибирских месторождений.

Нефть не рекомендуется [8] применять в качестве смазочной добавки, ввиду того, что она экологически небезопасна для окружающей среды, а также обладает высокой степенью пожароопасности. Несмотря на все полученные результаты, применять нефть в качестве смазывающего агента рекомендуется только в случаях крайней необходимости [13–15].

Для того чтобы окончательно принять решение о возможности применения нефти Самотлорского месторождения как смазочной добавки, необходимо провести опытно-промышленное испытание в промысловых условиях Ярактинского НГКМ.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Использование полидиметилсилоксанов в качестве смазочных добавок глинистых буровых растворов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 5. С. 54–72. URL: [http://ogbus.ru/authors/Petrov NA/PetrovNA_24.pdf](http://ogbus.ru/authors/Petrov%20NA/PetrovNA_24.pdf).
2. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Исследование реагентов разжижителей, пеногасителей и ингибиторов в составе промывочных жидкостей // Нефтегазовое дело. 2013. Т. 11, № 2. С. 44–51.
3. Петров Н.А. Исследование полимеров ближнего и дальнего зарубежья в сравнении с отечественными реагентами для промывочных жидкостей // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 2. С. 28–33.
4. Шакирова Э.В., Аверкина Е.В., Сабиров Т.Р. Влияние смазочных добавок на характеристики бурового раствора, применяемого при бурении скважин в Восточной Сибири // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2016. №3. С. 86–94.
5. Сабиров Т.Р., Шакирова Э.В. Исследование смазочных добавок для бурения скважин в Восточной Сибири // Наука и инновации в современных условиях: сб. статей междунар. науч.-практ. конф. 2016. С. 136–138.
6. Шакирова Э.В., Аверкина Е.В., Сабиров Т.Р., Стратичук И.И. Исследование влияния смазочных добавок на характеристики бурового раствора // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: матер. Всеросс. науч.-техн. конф. с междунар. участием. Иркутск: ФГБОУ ВПО «ИрНТУ», 2016. С. 140–147.
7. Аверкина Е.В., Шакирова Э.В., Фокин Ю.В. Исследование реагентов-пеногасителей в составе бурового раствора // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2017. Т. 40. № 3. С. 90–98.
8. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. М.: Недра, 1999. 424 с.

9. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Изд-во «Летопись», 2005. 663 с.

10. Бурыкин М.Б., Рохина Е.Ф. Перспективы получения топлив при компаундировании Верхне-Тобинской нефти в сырье НПЗ // Вестник ИРГТУ. 2013. № 2(73). С. 137–140.

11. Ахметов С.А., Сериков Т.П., Кузеев И.Р., Баязитов М.И. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа. СПб.: Недра, 2006. 868 с.

12. Рохманько Е.Н., Елашева О.М., Плешакова Н.А. и др. Нефть Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтепереработка и нефтехимия. 2010. № 4. С. 3–7.

13. Ламбин А.И., Иванишин В.М., Сираев Р.У., Аверкина Е.В., Шакирова Э.В., Коротков А.В. Исследование влияния состава эмульсионных буровых растворов на их показатели // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2015. № 4. С. 58–66.

14. Вахромеев А.Г., Иванишин В.М., Сираев Р.У., Разяпов Р.К., Данилова Е.М., Сверкунов С.А. Геологические аспекты применения технологии первичного вскрытия сложенных карбонатных коллекторов рифея на «управляемом давлении» // Бурение и нефть. 2013. № 11. С. 30–33.

15. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. М.: Изд-во «ЦентрЛит-НефтеГаз», 2011. 647 с.

REFERENCES

1. Petrov N.A., Davydova I.N. Ispol'zovanie polidimetilsiloksanov v kachestve smazochnykh dobavok glinistykh burovyykh rastvorov [Use of Polydimethylsiloxanes as Lubricating Additives Clayey Muds]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, No. 5, pp. 54–72. URL: http://ogbus.ru/authors/Petrov NA/PetrovNA_24.pdf. [in Russian].

2. Petrov N.A., Davydova I.N. Issledovanie reagentov razzhizhitelei, penogashitelei i ingibitorov v sostave promyvochnykh zhidkostei [Study Reagent and Delute, Extinguisher Spume and Inhibitor in Composition Bore Liquids]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2013, Vol. 11, No. 2, pp. 44–51. [in Russian].

3. Petrov N.A. Issledovanie polimerov blizhnego i dal'nego zarubezh'ya v sravnenii s otechestvennymi reagentami dlya promyvochnykh zhidkostei [Polymers' Investigation of Neighbouring Countries and Beyond in Comparison with Domestic Reagents for Drilling Washing Fluids]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2016, Vol. 14, No. 2, pp. 28–33. [in Russian].

4. Shakirova E.V., Averkina E.V., Sabirov T.R. Vliyaniye smazochnykh dobavok na kharakteristiki burovogo rastvora, primenyaemogo pri burenii skvazhin v Vostochnoi Sibiri [Effect of Lubricating Additives on Characteristics of the Mud Used in Well-Drilling in Eastern Siberia]. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdenii — Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and*

Development of Mineral Deposits, 2016, No. 3, pp. 86–94. [in Russian].

5. Sabirov T.R., Shakirova E.V. Issledovanie smazochnykh dobavok dlya bureniya skvazhin v Vostochnoi Sibiri [Research of Lubricant Additives for Well-Drilling in Eastern Siberia]. *Nauka i innovatsii v sovremennykh usloviyakh: sbornik statei mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. [Collection of Articles of the International Scientific-Practical Conference «Science and Innovations in Modern Conditions»]. 2016. pp. 136–138. [in Russian].

6. Shakirova E.V., Averkina E.V., Sabirov T.R., Strachuk I.I. Issledovanie vliyaniya smazochnykh dobavok na kharakteristiki burovogo rastvora [Study of Influence of Lubricant Additives on Characteristics of Drilling Fluid]. *Geologiya, poiski i razvedka poleznykh iskopaemykh i metody geologicheskikh issledovaniy: materialy vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem*. [Materials of the All-Russian Scientific and Technical Conference with the International Participation «Geology, Search and Investigation of Minerals and Methods of Geological Researches»]. Irkutsk, FGBOU VPO «IRNITU», 2016, pp. 140–147. [in Russian].

7. Averkina E.V., Shakirova E.V., Fokin Yu.V. Issledovanie reagentov-penogashitelei v sostave burovogo rastvora [Study of Anti-Foaming Agents in the Composition of a Drilling Mud]. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, razvedka i razrabotka mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh — Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*, 2017, Vol. 40, No. 3, pp. 90–98. [in Russian].

8. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Yu.M. Burovye promyvochnye i tamponazhnye rastvory [Drilling Washing and Grouting Solutions]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 424 p. [in Russian].

9. Ryzanov Ya.A. *Entsiklopediya po burovym rastvoram*. [Encyclopedia of Drilling Fluids]. Orenburg, Letopis' Publ., 2005. 663 p. [in Russian].

10. Burykin M.B., Rokhina E.F. Perspektivy polucheniya topliv pri kompaunderovanii Verkhnechonskoi nefiti v syr'e NPZ [Fuel Obtaining Prospects under Compounding Verkhnechonsk Oil into Oil Refineryraw Material]. *Vestnik IrGTU — Bulletin of Irkutsk State Technical University*, 2013, No. 2(73), pp. 137–140. [in Russian].

11. Akhmetov S.A., Serikov T.P., Kuzeev I.R., Bayazitov M.I. *Tekhnologiya i oborudovanie protsessov pererabotki nefiti i gaza* [Technology and Equipment of Oil and Gas Refining Processes]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2006. 868 p. [in Russian].

12. Rokhman'ko E.N., Elaseva O.M., Pleshakova N.A. e.a. Neft' Yurubcheno-Tokhomskogo mestorozhdeniya [Petroleum of Urubcheno-Tokhomskoe Field]. *Neftepererabotka i neftekhimiya — Oil Processing and Petrochemistry*, 2010, No. 4, pp. 3–7. [in Russian].

13. Lambin A.I., Ivanishin V.M., Siraev R.U., Averkina E.V., Shakirova E.V., Kоротков A.V. Issledovanie vliyaniya sostava emul'sionnykh burovyykh rastvorov na ikh pokazateli [Study of the Effect of Emulsion Drilling Muds Composition on their Indicators]. *Izvestiya Sibirskogo*

otdeleniya Seksii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdenii — Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits, 2015, No. 4, pp. 58–66. [in Russian].

12. Vakhromeev A.G., Ivanishin V.M., Siraev R.U., Razyapov R.K., Danilova E.M., Sverkunov S.A. Geologicheskie aspekty primeneniya tekhnologii pervichnogo vskrytiya slozhennykh karbonatnykh kollektorov rifeya na

«upravlyaemom davlenii» [Geological Aspects of Technology Using of Primary Opening-up of Riphean Complicated Carbonate Reservoirs with «Controlled Pressure»]. *Burenie i nef't' — Drilling and oil*, 2013, No. 11, pp. 30–33. [in Russian].

15. Povalikhin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.N., Solodkii K.M. *Burenie naklonnykh, gorizonta'nykh i mnogozaboinykh skvazhin*. [Drilling of Inclined, Horizontal and Multilateral Wells]. Moscow, TsentrLitNefteGaz. Publ., 2011. 647 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Шакирова Эльвира Венеровна, доцент кафедры «Нефтегазовое дело», ИрНИТУ, г. Иркутск, Российская Федерация

Elvira V. Shakirova, Assistant Professor of Oil and Gas Business Department, INRTU, Irkutsk, Russian Federation

Аверкина Елена Владимировна, старший преподаватель кафедры «Нефтегазовое дело», ИрНИТУ, г. Иркутск, Российская Федерация

Elena V. Averkina, Senior Lecturer of Oil and Gas Business Department, INRTU, Irkutsk, Russian Federation

Сабиров Тимур Ришатович, студент кафедры «Нефтегазовое дело» ИрНИТУ, г. Иркутск, Российская Федерация

Timur R. Sabirov, Student of Oil and Gas Business Department, INRTU, Irkutsk, Russian Federation

Перышкина Кристина Олеговна, техник-лаборант кафедры «Нефтехимия и химическая технология», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Kristina O. Peryshkina, Laboratory Technician of Petrochemistry and Chemical Technology Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: viva160@mail.ru