



УДК 622.248.9

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИСАХАРИДНОГО ГИДРОФОБИЗИРУЮЩЕГО БУРОВОГО РАСТВОРА

### IMPROVING THE EFFICIENCY OF DRILLING CLAY DEPOSITS AND THE QUALITY OF OPENING PRODUCTIVE LAYERS USING POLYSACCHARIDE HYDROPHOBIZING DRILLING MUD

**Зель Д.Р.**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Четвертнева И.А.**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
chetvertnevaia@mail.ru

**Тивас Н.С.**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Калинин Д.А.**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Логина М.Е.**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет

**Аннотация.** В данной статье анализируются условия применения буровых растворов на месторождениях Башкортостана, Западной Сибири для безаварийного прохождения неустойчивых терригенных горных пород и качественного вскрытия продуктивных пластов. Предложено применение полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора, основным компонентом которого, кроме полимерной составляющей в виде реагентов на основе крахмала, целлюлозы и камеди, является реагент Гликоил. Применение указанной системы бурового раствора позволяет снизить возникновения возможных осложнений при прохождении интервалов активных глин, а также способствует качественному вскрытию продуктивного пласта, что подтверждается отсутствием сальников на буровой колонне и элементах КНБК, а также результатами керновых исследований по увеличению значения коэффициента восстановления первоначальной проницаемости исследуемого кернового материала.

**Ключевые слова:** система бурового раствора, гидрофобизирующие и ингибирующие свойства, неустойчивые терригенные породы, вскрытие продуктивного пласта, кислоторастворимые реагенты.

**Zel D.R.**

Candidate of Technical Sciences,  
Assoc. Prof. of the Department  
of Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Chetvertneva I.A.**

Candidate of Technical Sciences,  
Assoc. Prof. of the Department  
of Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University  
chetvertnevaia@mail.ru

**Tivas N.S.**

Candidate of Technical Sciences,  
Assoc. Prof. of the Department  
of Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Kalinin D.A.**

Candidate of Technical Sciences,  
Assoc. Prof. of the Department  
of Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Loginova M.E.**

Candidate of Technical Sciences,  
Assoc. Prof. of the Department  
of Oil and Gas Well Drilling,  
Ufa State Petroleum Technical University

**Annotation.** This article analyzes the conditions for the use of drilling fluids in the fields of Bashkortostan, Western Siberia for the trouble-free passage of unstable terrigenous rocks and high-quality opening of productive formations. The use of a polysaccharide hydrophobizing drilling mud is proposed, the main component of which, in addition to the polymer component in the form of reagents based on starch, cellulose and gum, is the reagent Glycoil. The use of this drilling mud system reduces the occurrence of possible complications during the passage of active clay intervals, and also contributes to the qualitative opening of the productive reservoir, which is confirmed by the absence of seals on the drill string and the elements of the BHA, as well as the results of core studies to increase the value of the coefficient of restoration of the initial permeability of the studied core material.

**Keywords:** drilling mud system, hydrophobic and inhibitory properties, unstable terrigenous rocks, opening of a productive reservoir, acid-soluble reagents.



При бурении наклонно-направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин наиболее распространенными и труднопреодолимыми являются осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола (осыпи, обвалы, ползучесть и пр.), при прохождении аргиллито-глинистых пород, особенно большой протяженности. При этом многие осложнения и конечный результат при бурении указанных скважин, так или иначе, связаны с качеством и свойствами применяемого бурового раствора [1–4].

Для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин в неустойчивых глинистых породах, характерных для месторождений Западной Сибири, Башкортостана разработана система полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора, в состав которого входят добавки, регулирующие ингибирующие, псевдопластичные, гидрофобизирующие, коагулирующие и стабилизирующие свойства. Гидрофобизирующие добавки придают буровому раствору и его фильтрату свойства, которые способствуют:

- снижению гидратации и диспергированию глинистых минералов, отталкиванию глинистых частиц от металлических поверхностей бурильного инструмента и КНБК, снижая тем самым образование «сальников»;

- минимизируют загрязнение продуктивного пласта, поскольку обеспечивают хорошую нефтесмачиваемость пород коллектора, обеспечивая низкое межфазное натяжение на границе с углеводородной жидкостью и не способствуют к образованию осадков при контакте с пластовыми водами и породами.

Как известно, большинство нефтесодержащих пород являются гидрофильными и способны адсорбировать воду, отфильтрованную в коллектор при использовании растворов на водной основе. Это приводит к образованию в прискважинной части продуктивного пласта техногенной зоны увеличенной водонасыщенности, в результате чего снижается фазовая проницаемость для нефти и блокируется её поступление в скважину, поэтому важным становится создание технологий управления смачиваемостью гидрофильных пород в призабойной зоне скважины, направленных на удаление из неё капиллярно удерживаемой воды [5–7].

Известно, что величина капиллярного давления ( $P_k$ ), удерживающего воду в порах коллектора, определяется уравнением Лапласа:

$$P_k = \frac{\sigma \cdot \cos \theta}{r_k}$$

где  $\sigma$  – межфазное натяжение на границе нефти и воды;  $\theta$  – краевой угол смачивания;  $r_k$  – радиус порового канала.

Если краевой угол смачивания  $\theta \leq 90^\circ$  (т.е. породы, имеют гидрофильный характер смачиваемости), то капиллярное давление направлено из скважины в пласт и препятствует притоку нефти. Если в результате соответствующей обработки изменить характер смачиваемости коллектора на гидрофобный (т.е.  $\theta \geq 90^\circ$ ), то капиллярное давление изменит свой знак на обратный и будет направлено из пласта в скважину.

Концепция изменения смачиваемости пористой среды продуктивного пласта с гидрофильной на гидрофобную путем обработки призабойной зоны специальными гидрофобизирующими композициями получило распространение в нефтепромысловой практике, особенно на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами в Западной Сибири.

Для изменения характера смачиваемости нефтесодержащих пород была разработана рецептура бурового раствора с гидрофобизирующими добавками, основным компонентом которых являются многоатомные спирты-полиэтиленгликоли, представленные смесью ди-, три-, тетра- и пентаэтиленгликолей. Присутствие реагента Гликойл в буровом растворе сообщает ему ряд технологических свойств кроме снижения межфазного поверхностного натяжения фильтрата на границе с углеводородной жидкостью: улучшается смазочная, противоприхватная, ингибирующая и фильтрационные способности.

Экспериментальные исследования и промысловые данные при применении системы полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора на Приобском, Кошильском, Хохряковском месторождениях Западной Сибири показали, что с повышением концентрации реагента Гликойл в буровом растворе с 1 до 5 % имеет место снижение коэффициента трения (за счет улучшения смазочных свойств) с 21 до 42 %, поверхностное натяжение фильтрата на границе с керосином снижается с 46,7 мН/м (для пресной воды) до 9,4 мН/м, а его удельное электрическое сопротивление несколько повышается (с 0,78 до 0,9 Ом·м).

Важным фактором является также повышение коэффициента восстановления ( $\beta$ ) первоначальной проницаемости (табл. 1) керна с увеличением концентрации реагента Гликойл, что обусловлено, главным образом, гидрофобизирующей способностью реагента. Из промыслового опыта следует, что оптимальные концентрации реагента Гликойл в составе полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора находятся в пределах 3–5 % масс. Поскольку при бурении скважин на месторождениях Западной Сибири в разрезе присутствуют склонные к набуханию глиносодержащие породы,



**Таблица 1 – Влияние состава полисахаридного бурового раствора на коэффициент  $\beta$  при фильтрации через составную модель коллектора на установке FDES-645**

№ п/п	Состав бурового раствора	Параметры бурового раствора							Температура, °С	Характеристика кернов				$\beta$ , %		
		$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	УВ, с	$\Phi$ , см <sup>3</sup>	СНС, Па 1 мин / 10 мин	$\eta_{пл}$ , МПа·с	$\tau_0$ , дПа	n		K	pH	$K_{пр}$ , МКМ	m, %		Насыщенность, % вода / нефть	
1	Крахмал (ФИТО-РК) – 2 % ПКД-515 – 2 % Гликоил – 3 % Сонбур – 0,5 % Карбонат до $\rho$ – 1,03 г/см <sup>3</sup>	1,03	18	7	0	5	2	0,77	0,30	8,1	0,0025	14,59	50	50	60,82	
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0041	17,69	49		51
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0229	17,84	38		62
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0038	17,43	50		50
2	Крахмал (ФИТО-РК) – 2 % Биополимер КК – 0,2 % ПКД-515 – 2 % Гликоил – 3 % Сонбур – 0,5 % Карбонат до $\rho$ – 1,03 г/см <sup>3</sup>	1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0197	18,23	39	61	76,31
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0041	17,69	49	51	
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0229	17,84	38	62	
		1,03	27	4,5	0,6	1,20	19	9	0,74	1,41	7,9	0,0038	17,43	50	50	

**Таблица 2 – Технологические параметры полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора**

№ ПГ	Добавки реагентов, %										Параметры раствора							$\rho$ , Ом·м
	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , %	Гликоил, %	Selpol SL, %	Сонбур, %	KCL, %	CaCL <sub>2</sub> , %	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	УВ, с	$\Phi$ , см <sup>3</sup>	СНС, 1 мин / 10 мин	$\eta_{пл}$ , МПа·с	$\tau_0$ , дПа	pH	K <sub>кр</sub> , 50 ф/д <sup>2</sup> / 100 ф/д <sup>2</sup>		$\alpha$ ,		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Исх. р-р	0,2	–	–	–	–	–	1,15	17,5	28,0	0,57	0,98	4,0	3,0	8,75	0,115	0,130	7,5	9,0
→→	0,2	1,0	–	–	–	–	1,15	18,0	26,0	0,47	0,74	7,0	3,0	8,90	0,090	0,100	6,0	8,0
→→	0,2	3,0	–	–	–	–	1,15	18,0	25,0	0,30	0,47	8,0	2,0	9,10	0,090	0,110	6,5	9,0
→→	0,2	5,0	–	–	–	–	1,15	18,0	27,0	0,43	0,78	8,0	1,0	9,30	0,090	0,110	6,5	9,0
→→	0,2	3,0	0,75	0,5	5,0	–	1,15	34,0	5,5	0,90	1,01	35,0	15,0	8,20	0,085	0,095	6,0	0,20
→→	0,2	3,0	0,75	0,5	5,0	0,5	1,15	28,0	6,5	0,08	0,20	28,0	11,0	8,00	0,090	0,100	6,5	0,19



то требуется, чтобы полисахаридный гидрофобизирующий буровой раствор обладал повышенными ингибирующими свойствами. Это достигается вводом в него хлористого калия (KCl) в массовых долях от 5 до 10 % (в наиболее сложных случаях до 13–15 %).

Для стабилизации такой высокоингибированной системы целесообразно использовать в составе полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора полианионную целлюлозу (ПАЦ), имеющую более высокую степень замещения и полимеризации, чем КМЦ, и поэтому обладающую более высокими стабилизирующими свойствами и повышенной солестойкостью. В частности, оптимальные значения фильтрационных и структурно-реологических свойств достигались при использовании комбинаций ПАЦ (высоко- и низковязкой), обеспечивающей агрегативную и кинетическую устойчивость полигликолевых растворов при концентрации хлористого калия 13 % и выше.

В качестве примера в табл. 2 приведены некоторые данные о технологических параметрах полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора. Кроме того, система полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора полностью био- и кислоторазложима, что влияет на качество вскрытия продуктивных пластов и достижения потенциальных дебитов углеводородного сырья.

Таким образом, система полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора обеспечивает высокое качество вскрытия продуктивных пластов и максимальную производительность скважины. Преимущества полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора по сравнению с традиционными полимер-глинистыми растворами были подтверждены при их промышленном применении при бурении горизонтальных скважин на месторождениях Башкортостана и Западной Сибири.

### Список литературы:

1. Дж. Р. Грей, Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М. : Недра, 1985. – С. 509.
2. Оптимизация концентраций буровых реагентов на основе камедей с применением методов математического моделирования / М.Е. Логинова [и др.] // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва). – 2023. – Т. 67. – № 1. – С. 3–10. – URL : <https://doi.org/10.6060/rcj.2023671.1>
3. Физико-химические проблемы бурения и заканчивания скважин в сложных горно-геологических условиях / Б.А. Андресон [и др.]. – Уфа : РИО НБ РБ, 2000. – 75 с.
4. Четвертнева И.А. Применение продуктов химической переработки природного сырья в качестве основы реагентов буровых растворов в решении вопросов нефтепромысловой химии. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2021. – 128 с.
5. Эффективность бурения и заканчивания скважин при применении полимерных растворов / Р.Р. Лукманов [и др.]. – Обзор. информ. – М. : ВНИОЭНГ, 1995. – 31 с.
6. Разработка перспективных буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов / И.А. Четвертнева [и др.] // Труды БашНИПИнефть. – Уфа, 2005. – Вып. 117. – С. 17–20.
7. Развитие различных способов бурения нефтегазовых скважин / И.А. Четвертнева [и др.] // «Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук» : материалы Международной научно-технической конференции, посвященной памяти профессора В.Х. Хамаева, 28 октября 2022 г. Уфа. – С. 443–447.

### List of references:

1. J.R.Gray, Darley G.S.G. Composition and properties of drilling agents (flushing fluids). – M. : Nedra, 1985. – P. 509.
2. Optimization of concentration of drilling agents on the basis of gum with application of mathematical modeling methods / M.E. Loginova [et al.] // Ros. chim. j. (J. of Russian Chemical Society). – 2023. – V. 67. – № 1. – P. 3–10. – URL : <https://doi.org/10.6060/rcj.2023671.1>
3. Physico-chemical problems of drilling and well completion in complex mining and geological conditions / B.A. Andreson [et al.]. – Ufa : RIO NB RB, 2000. – 75 p.
4. Chetvertneva I.A. Application of products of chemical processing of natural raw materials as the basis of reagents of drilling fluids in solving problems of oilfield chemistry. – Ufa : Publishing house USNTU, 2021. – 128 p.
5. Efficiency of drilling and completion of wells at application of polymer solutions / R.R. Lukmanov [et al.] – Review of the information. – M. : VNIENG, 1995. – 31 p.
6. Development of perspective drilling agents for pay zones penetration / I.A. Chetvertneva [etc.] // Proceedings of BashNIPIneft. – Ufa, 2005. – Vyp. 117. – P. 17–20.
7. Development of various methods of drilling oil and gas wells / I.A. Chetvertneva [etc.] // «Actual problems of technical, natural and human sciences». Materials of the International scientific-technical conference in memory of a professor V.H. Khamaeva, October, 28, 2022, Ufa. – P. 443–447.