

УДК

## ЛАБОРАТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ СМЕСИ ЭТИЛЕНГЛИКОЛЬ- ВОДА

А.В. Минаков<sup>1,2</sup>, А.Л. Неверов<sup>1</sup>, М.И. Пряжников<sup>1,2</sup>, Д.В. Гузей<sup>1,2</sup>, В.В. Лукьянов<sup>3</sup>,  
В.Г. Волков<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Сибирский федеральный университет

<sup>2</sup> Институт Теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН

<sup>3</sup> ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

[Aminakov@sfu-kras.ru](mailto:Aminakov@sfu-kras.ru)

**Ключевые слова:** буровые растворы, реология, набухаемость, теплопроводность, растепление, ММП, удельная теплоёмкость

**Аннотация.** В работе представлены результаты исследования свойств буровых растворов на водной основе с этиленгликолем и различными полимерными добавками. Массовая концентрация этиленгликоля варьировалась от 0 до 80%. В качестве добавок были рассмотрены: крахмал технический, ксантановые биополимеры Duo-Vis (M-ISwaco, США), гаммаксан (Миррико, Россия), катионный флокулянт FLOPAM™ AN934 VHM (SNF, Франция). Были исследованы реологические и теплофизические характеристики рассмотренных растворов, а также процесс набухания глин. Показано, что введение этиленгликоля приводит к значительному снижению коэффициента теплопроводности и теплоемкости раствора без существенного ухудшения реологических характеристик. Так при концентрации ЭГ 65% в растворе коэффициент теплопроводности снижается на 70%, а теплоемкость на 40%. При этом установлено, что при концентрациях ниже 65 мас.% этиленгликоль оказывает слабое влияние на вязкость и реологические характеристики буровых полимерных растворов. Еще одним важным фактором, влияющим на устойчивость стенок скважины в процессе бурения ММП, является процесс набухания глинистых минералов. Исследования набухания глин рассматриваемыми буровыми растворами показали, что добавка этиленгликоля приводит к значительному ингибированию процесса набухания. При содержании этиленгликоля в растворе 50 мас.% степень набухания уменьшается практически в три раза по сравнению с базовым полимерным раствором. Показана возможность управления теплофизическими и гидратационными характеристиками буровых растворов с помощью введения ЭГ без ухудшения их реологических свойств.

Полученные в работе данные будут полезны при разработке буровых растворов для бурения в условиях ММП.

## **LABORATORY STUDY OF PROPERTIES OF POLYMERIC DRILLING FLUIDS BASED ON THE ETHYLENE GLYCOL-WATER MIXTURE**

**A.V. Minakov<sup>1,2</sup>, A.L. Neverov<sup>1</sup>, M.I. Pryazhnikov<sup>1,2</sup>, D.V. Guzei<sup>1,2</sup>, V.V. Lukyanov<sup>3</sup>,  
V.G. Volkov<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> Siberian Federal University

<sup>2</sup> Kutateladze Institute of Thermophysics SB RAS

<sup>3</sup> LLC RN-KrasnoyarskNIPIneft

[Aminakov@sfu-kras.ru](mailto:Aminakov@sfu-kras.ru)

**Keywords:** drilling fluids, rheology, swelling ability, thermal conductivity, thawing, permafrost, specific heat

**Abstract.** The paper presents the results of a study of the properties of water-based drilling fluids with ethylene glycol and various polymer additives. The mass concentration of ethylene glycol varied from 0 to 80%. Technical starch, xanthan biopolymer Duo-Vis (M-I Swaco, USA), GAMMAXAN (MIRRICO, Russia), cationic flocculant FLOPAM<sup>o</sup> AN934 VHM (SNF, France) were considered as additives. Rheological and thermophysical characteristics of the considered drilling fluids and the process of clay swelling were investigated. It was shown that the addition of ethylene glycol leads to a significant decrease in the coefficient of thermal conductivity and heat capacity of the drilling fluid without a significant degradation in the rheological characteristics. Thus, at 65% concentration of EG in drilling fluid the thermal conductivity coefficient and heat capacity decreases by 70% and 40% respectively. It was found that ethylene glycol has a weak effect on the viscosity and rheological characteristics of drilling polymer fluids at concentrations below 65wt%. The swelling of clay minerals is another important factor affecting the stability of the well walls in the process of drilling permafrost. Studies of clay swelling considered drilling fluids have shown that the addition of ethylene glycol leads to a significant inhibition of the swelling process. Addition of 50 wt.% ethylene glycol is reduced the swelling ability almost three times in comparison with the base polymer drilling fluid. The possibility of controlling the thermophysical and hydration characteristics of drilling fluids by the introduction of EG without degradation of their rheological properties has been shown. The data obtained will be useful in the development of drilling fluids for drilling in permafrost conditions.

## 1. Введение

Важнейшим фактором, который определяет условия бурения нефтяных и газовых скважин в северных широтах, рассматривается наличие в этих широтах многолетнемерзлых горных пород (ММП). При бурении скважин в интервалах, сложенных многолетнемерзлыми породами, наблюдается интенсивное кавернообразование в результате воздействия на данные породы положительных температур циркулирующего бурового раствора и растепления песчаных отложений, сцементированных льдом. Из-за этого фактический объем ствола скважины при существующей технологии бурения может превосходить номинальный в три и более раз [1-6]. Остро эта проблема стоит для Ванкорского месторождения, для которого характерна достаточно высокая температура ММП минус 0,5 градуса, вследствие чего процесс растепления при бурении этих пород идет очень интенсивно. Наличие связанных с растеплением ММП каверн приводит к плохому цементированию стенок скважины. Растепленные породы значительно снижают качество цементирования скважин и надежность крепления их в целом вследствие неполного вытеснения бурового раствора тампонажным ввиду наличия больших по размерам каверн. Недостаточно качественное цементирование стенок скважины в конечном итоге сказывается на прочности конструкции скважины. В результате под действием сжимающих напряжений происходит нарушение прямолинейности скважины и герметичности ее резьбовых соединений, и в конечном итоге эксплуатация такой скважины прекращается. Эти явления были отмечены сразу в скважинах Ванкорского и Ямбургского месторождений [3-4]. Стоимость строительства одной скважины в условиях ММП составляет сотни миллионов рублей, поэтому разработка мероприятий, направленных на снижение скорости процесса растепления ММП в процессе бурения скважин, является очень актуальной задачей.

Для снижения скорости растепления ММП в процессе бурения необходима разработка буровых растворов с низкой температурой

замерзания, теплоемкостью, теплопроводностью и набухающей способностью при сохранении высоких реологических характеристик. Анализ литературы показывает, что таким требованиям могут удовлетворять полимерные растворы на основе смеси воды и этилен- и пропилен-гликолей [7-9].

В данной работе проведено исследование свойств буровых растворов на основе смеси этиленгликоль-вода с различными полимерными добавками.

## 2. Методы и материалы

В качестве основы для растворов использовался этиленгликоль (АО «ЭКОС-1», Россия) чистый для анализа ГОСТ 10164-75. Исследования были проведены для полимерных растворов на водной основе. В работе рассмотрены следующие добавки: крахмал технический, ксантановые биополимеры Duo-Vis (M-ISwaco, США), гаммаксан (Миррико, Россия), катионный флокулянт FLOPAM™ AN934 VHM (SNF, Франция). Далее в работе использованы следующие сокращения: крахмал (КХ), этиленгликоль (ЭГ), гаммаксан (ГМК), Duo-Vis (Duo), AN934 VHM (AN).

В исследовании набухания использовался бентонит марки ПБМА Черногорского месторождения. Минералогический состав глин Черногорского месторождения определен на основе данных рентгеноструктурного анализа, проведенного на дифрактометре фирмы Shinadzu XRD-6000. Химический состав бентонита представлен в таблице 1.

**Таблица. 1.** Химический состав глины в массовых %

SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	K <sub>2</sub> O	Na <sub>2</sub> O	FeO	TiO <sub>2</sub>	SO <sub>3</sub>	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	MnO
59.68	18.63	3.93	2.76	2.43	14.62	0.98	0.67	0.589	0.16	0.12	0.05

Теплопроводность растворов измерялась с использованием метода нагретой нити. Подробное описание методики измерения коэффициента теплопроводности представлено в работе [10]. Значение теплопроводности

было определено как среднее из пяти измерений. Погрешность измерения коэффициента теплопроводности не более 3%.

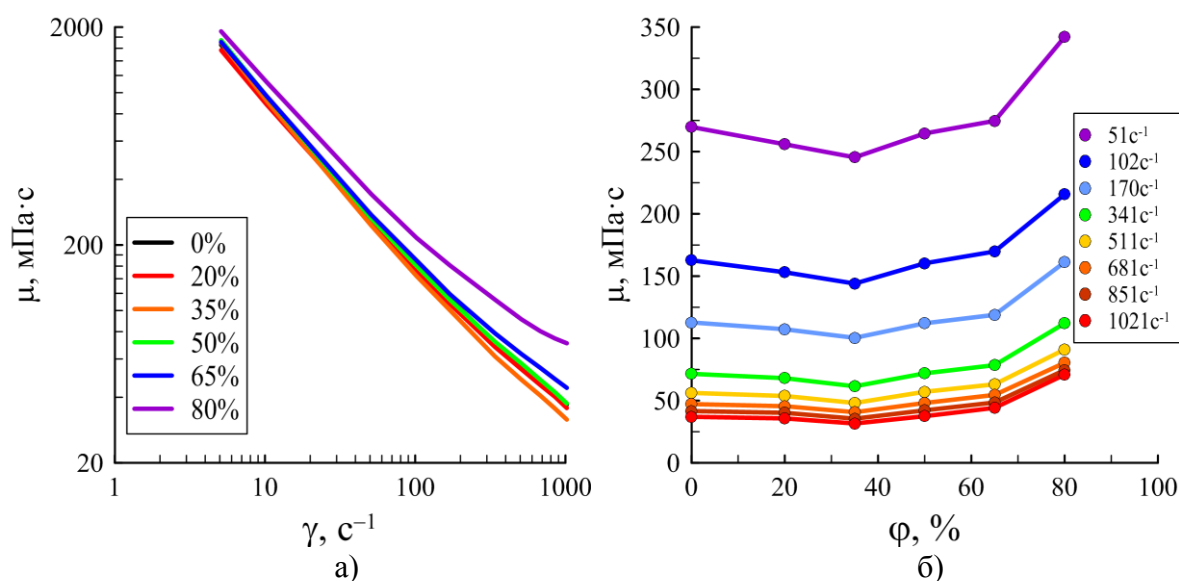
Исследование реологии созданных буровых растворов проведено при помощи ротационного вискозиметра OFITE 900. Диапазон скорости сдвига: 0,01–1022 с<sup>-1</sup>. Точность поддержания скорости вращения 0,001 об/мин. Погрешность измерения коэффициента вязкости 2%. Исследования набухания проводили с использованием тестера продольного набухания в динамическом режиме фирмы OFITE.

Все измерения проведены при атмосферном давлении и температуре 298 К.

### **3. Результаты и их обсуждения**

#### ***Вязкость и реология***

Буровые растворы, как правило, являются неньютоновскими жидкостями. В начале было исследовано влияние массового содержания  $\varphi$  этиленгликоля (ЭГ) в водном полимерном растворе с 2,0 мас.% крахмала и 0,5 мас.% гаммаксана. Зависимость вязкости этих растворов от скорости сдвига и концентрации этиленгликоля приведена на рисунках 1. Как видно, с увеличением скорости сдвига вязкость уменьшается для всех концентраций этиленгликоля. Таким образом, данные растворы являются псевдопластическими жидкостями. Зависимость эффективной вязкости от концентрации этиленгликоля показывает, что при низких значениях скорости сдвига вязкость раствора имеет минимум при концентрации равной 35 мас.%. При этом снижение вязкости в минимуме не очень значительное и составляет около 15 %. При дальнейшем увеличении концентрации ЭГ вязкость раствора увеличивается. При высоких значениях скорости сдвига с увеличением концентрации ЭГ вязкость монотонно возрастает. Однако, с практической точки зрения, было установлено что, за исключением очень высокой концентрации 80 мас. % влияние этиленгликоля на эффективную вязкость полимерного раствора является незначительным (рис. 1б).



**Рисунок 1.** Зависимость вязкости буровых растворов от скорости сдвига при различных концентрациях ЭГ (а) и от концентрации ЭГ  $\phi$  при различных значениях скорости сдвига (б).

Реология рассматриваемых растворов была описана с помощью наиболее распространенных степенной (Power-law) и бингамовской (Bingham) моделей. Полученные реологические параметры этих моделей для рассматриваемых буровых растворов приведены в таблице 2. Анализ коэффициентов достоверности позволяет сделать вывод о том, что при низких содержаниях ЭГ реология лучше описывается степенной моделью, а при высоких концентрациях - бингамовской моделью. Анализ поведения реологических параметров буровых растворов показывает, что показатель консистенции слабо зависит от концентрации ЭГ. Показатель степенной модели с увеличением концентрации ЭГ незначительно увеличивается. Пластическая вязкость и предельные напряжения сдвига при концентрациях ЭГ ниже 35 мас.% незначительно снижаются, по сравнению с базовым раствором. При дальнейшем повышении концентрации ЭГ эти характеристики монотонно возрастают. Однако, в абсолютном выражении за исключением концентрации 80% эти изменения являются несущественными. Таким образом, можно утверждать, что добавка этиленгликоля вплоть до высоких концентраций (65 мас.%) не ухудшает реологических свойств полимерных растворов.

**Таблица 2.** Реологические и теплофизические свойства буровых растворов на основе водной смеси этиленгликоля с добавками 2,0 мас. % крахмала и 0,5 мас. % гаммаксана.

$\varphi$ , %	$PV$	$YP$	$R_1^2$	$n$	$K$	$R_2^2$	$G_1$	$G_2$	$\lambda$	$C_p$
0	30.26	11.71	0.948	0.279	4.94	0.983	8	10	0.624	4.18
20	29.35	10.94	0.950	0.283	4.59	0.980	8	10	0.550	3.80
35	24.23	10.98	0.960	0.242	5.29	0.967	8	10	0.495	3.52
50	30.37	11.64	0.960	0.270	5.17	0.968	9	10	0.430	3.25
65	37.03	11.90	0.969	0.298	4.90	0.968	9	11	0.371	2.99
80	61.18	13.71	0.984	0.354	4.95	0.964	10	14	0.324	2.74

Прим.:  $\varphi$  – массовое содержание этиленгликоля, %;  $PV$  – пластическая вязкость, мПа·с;  $YP$  – предельное напряжение сдвига, Па;  $R_1^2$  – коэффициент достоверности для модели Бингама;  $n$  – показатель степенной модели;  $K$  – показатель консистенции;  $R_2^2$  – коэффициент достоверности для степенной модели;  $G_1$  – статическое напряжение сдвига через 10 секунд, Па;  $G_2$  – статическое напряжение сдвига через 10 минут, Па;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К);  $C_p$  – удельная теплоёмкость, кДж/(кг·К).

Реологические и теплофизические характеристики буровых растворов с различными концентрациями крахмала и гаммаксана, а также с другими распространенными полимерными добавками приведены в таблице 3. Анализ полученных данных реологических данных показывает, что с другими полимерными добавками в целом наблюдаются те же тенденции, что были отмечены выше.

**Таблица 3.** Реологические и теплофизические характеристики буровых растворов на основе смеси этиленгликоль-вода

Буровые растворы	$PV$	$YP$	$n$	$K$	$G_1$	$G_2$	$\lambda$	$C_p$
20:80 ЭГ-Вода+1,6% КХ+0,40% ГМК	16.20	5.935	0.287	2.443	4	5	0.531	3.80
30:70 ЭГ-Вода+1,4% КХ+0,35% ГМК	17.94	5.739	0.305	2.440	4	5	0.506	3.61
35:65 ЭГ-Вода+1,3% КХ+0,30% ГМК	18.57	5.770	0.310	2.157	4	5	0.482	3.52
40:60 ЭГ-Вода+1,2% КХ+0,30% ГМК	19.30	4.760	0.366	1.537	3	4	0.463	3.43
45:55 ЭГ-Вода+1,1% КХ+0,27% ГМК	19.33	4.550	0.377	1.410	2	3	0.456	3.34
50:50 ЭГ-Вода+1,0% КХ+0,25% ГМК	18.73	4.192	0.391	1.241	3	4	0.430	3.25
35:65 ЭГ-Вода+1,3% КХ+0,30% Duo	18.97	5.167	0.355	1.691	3	4	0.467	3.52
50:50 ЭГ-Вода+1,0% КХ+0,25% Duo	20.43	3.820	0.443	0.937	2	3	0.406	3.25
35:65 ЭГ-Вода+1,3% КХ+0,30% AN	16.43	3.654	0.411	0.975	3	3	0.470	3.52
50:50 ЭГ-Вода+1,0% КХ+0,25% AN	20.43	2.583	0.523	0.512	2	2	0.409	3.25

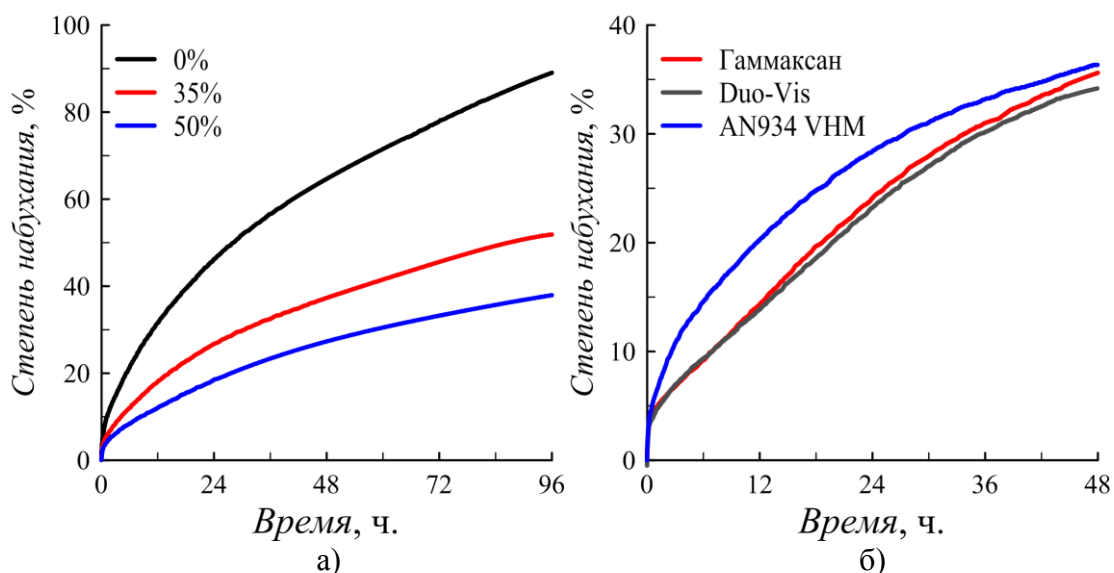
### *Набухание*

Еще одним важным фактором, влияющим на устойчивость стенок скважины в процессе бурения ММП, является процесс набухания глинистых минералов. Проникновение воды, образовавшейся в результате растепления ММП и содержащейся в самом растворе, в пласты, сложенные уплотненными глинами, аргиллитами или глинистыми сланцами, приводит

к их набуханию, выпучиванию в ствол скважины и, в конечном счете, к обрушению стенки скважины. В результате чего формируются протяженные каверны, и увеличивается диаметр ствола, что в дальнейшем создает проблемы при цементировании стенок скважины. Поэтому для увеличения устойчивости стенок скважины необходимо использовать буровые растворы, имеющие низкую степень набухания глин. Вопросу изучения гидратации глинистых минералов посвящено очень много исследований, тем не менее, в области исследования взаимодействия глинистых горных пород с буровыми растворами различных составов этот вопрос остается недостаточно изученным.

Для проведения исследований по гидратации глинистых горных пород растворами с этиленгликолем изготавливали таблетки из бентонита марки ПБМА Черногорского месторождения. Таблетки прессовали на компакторе OFITE при давлении 20,68 МПа в течение 30 минут, что позволяло получать таблетки с проницаемостью 2,08мД. Таблетки закладывали в испытательные ячейки и заливали испытуемым раствором. Программное обеспечение позволяет исследовать процесс гидратации в автоматическом режиме в течение длительного времени. На рисунке 2 представлены графические зависимости изменения линейных размеров глиняных таблеток в исследуемых растворах с различным содержанием этиленгликоля и различными полимерными добавками. Как видно из графика на рисунке 2а, с увеличением концентрации этиленгликоля степень набухания глины монотонно снижается. При этом это снижение довольно существенное. Так при содержании этиленгликоля в растворе 50 мас.% степень набухания уменьшается практически в три раза по сравнению с раствором на воде.





**Рисунок 2.** Кривая набухания таблеток в полимерных растворах (ЭГ-Вода+2,0% КХ+0,5% ГМК) от массового содержания этиленгликоля (а) и в растворах с различными полимерными добавками при массовом содержании этиленгликоля 50% (б).

На рисунке 2б приведены данные по набуханию глинистых таблеток в растворе, содержащем 50% этиленгликоля и 1,0% крахмала с добавками различных полимеров с массовой концентрацией 0,25%. Данные показывают, что вид полимерной добавки сказывается на динамике процесса набухания. Полимеры Duo-Vis и гаммаксан имеют более низкую степень набухания на начальных временах, поэтому с этой точки зрения они являются более предпочтительными. В конечной стадии процесса степень набухания глины в различных полимерных растворах примерно одинакова. Однако, независимо от вида полимерной добавки степень набухания глины в растворе с этиленгликолем существенно ниже, чем в водных растворах. Согласно современным представлениям [8-9] основной механизм действия гликолей на набухание глины заключается в том, что они препятствуют образованию водородных связей между водой и пластинками глины. Этиленгликоль может также образовывать водородные связи с глинистыми минералами и вытеснять воду из кремнеземных и глиноземных групп, тем самым препятствует гидратации. Еще одним важным и плохо изученным вопросом в стабилизации глины с помощью буровых растворов на водной основе, содержащих

этиленгликоль, является роль солей. Наиболее важное влияние соли (например, ионов калия или натрия) происходит из-за взаимодействия обменных ионов на поверхности глины и адсорбированных молекул гликоля. Это взаимодействие приводит к образованию агломератов. Агломераты с молекулами гликоля большими, чем молекула воды, является менее подвижным, чем агломераты, образованные водой. Это также приводит к уменьшению скорости процесса набухания.

Однако, механизм, с помощью которого молекулы этиленгликоля вызывают ингибирование глины, в настоящее время до конца не изучен и требует дальнейших исследований.

### ***Теплопроводность и теплоёмкость***

С точки зрения снижения скорости процесса растепления в процессе бурения важную роль играет теплопроводность и теплоемкость бурового раствора. В данной работе были проведены измерения коэффициента теплопроводности растворов на основе смеси вода-этиленгликоль с добавками различных полимеров и глины. Полученные данные приведены в таблицах 2-3. В результате исследования коэффициента теплопроводности были получены следующие выводы. Было установлено, что коэффициент теплопроводности водных растворов (без этиленгликоля) с добавками различных полимеров в пределах погрешности измерений соответствует коэффициенту теплопроводности воды. С увеличением массового содержания этиленгликоля коэффициент теплопроводности раствора ожидаемо снижается (рис. 3а). Анализ показывает, что полученные экспериментальные значения коэффициента теплопроводности с погрешностью 7% описываются теоретическими данными для смеси вода-этиленгликоль. Снижение коэффициента теплопроводности бурового раствора при бурении в условиях ММП является благоприятным фактором для уменьшения скорости растепления, поскольку в этом случае уменьшается значение коэффициента теплоотдачи от раствора к стенкам скважины.

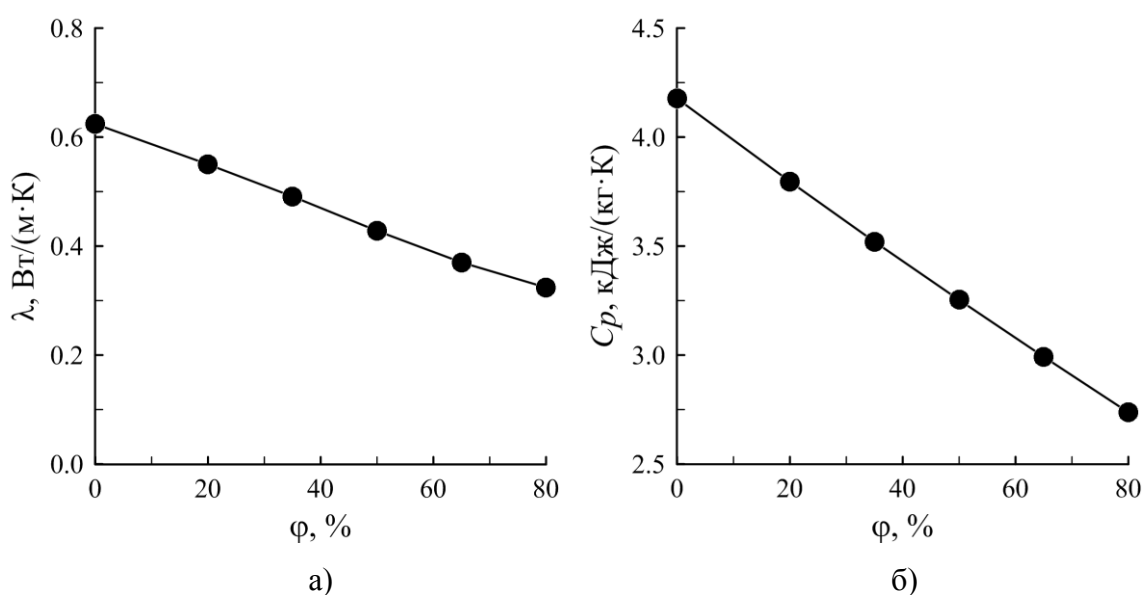
Удельная теплоёмкость смеси этиленгликоль-вода может быть определена с учётом объёмной доли воды и этиленгликоля следующим образом:

$$\rho_M C_{p,M} = \varphi \rho_{EG} C_{p,EG} + (1 - \varphi) \rho_W C_{p,W} \quad (1)$$

$$\rho_M = \varphi \rho_{EG} + (1 - \varphi) \rho_W \quad (2)$$

где  $C_{p,EG}$ ,  $C_{p,W}$ ,  $\rho_{EG}$ ,  $\rho_W$  - удельная теплоёмкость и плотность этиленгликоля и воды соответственно.

Зависимость удельной теплоемкости буровых растворов с различным содержанием этиленгликоля приведено на рисунке 3б. Снижение теплоемкости бурового раствора также является благоприятным фактором, поскольку в этом случае при прочих равных условиях пропорционально снижается количество поступающего в скважину вместе с буровым раствором количество тепла.



**Рисунок 3.** Зависимость коэффициента теплопроводности (а) и удельной теплоёмкости (б) буровых растворов в зависимости от массовой концентрации этиленгликоля

Коэффициент теплоотдачи при течении бурового раствора скважине без учета его реологии можно оценить по формуле Михеева [11]  $Nu = 0.021 \cdot Re^{0.8} Pr^{0.43}$ , где  $Nu$ ,  $Re$ ,  $Pr$  – числа Нуссельта, Рейнольдса и Прандтля. Не трудно показать, что в этом случае коэффициент теплоотдачи при фиксированном значении расхода бурового раствора

будет пропорционален комплексу  $\bar{\alpha} \sim \mu^{-0.37} \cdot \lambda^{0.57} \cdot C_p^{0.43}$ . Согласно этим оценкам и данным, приведенным на рисунке 3, раствор с 65 масс. % этиленгликоля, только за счет снижения теплопроводности и теплоемкости бурового раствора, позволяет снизить коэффициент теплоотдачи от раствора к стенке скважины примерно в 1.6 раза.

### **Выводы**

В работе приведены результаты исследования свойств буровых растворов на основе воды и смеси этиленгликоль-вода. Были исследованы реологические и теплофизические характеристики рассмотренных растворов, а также степень набухания глины.

Было показано, что при концентрациях ниже 65 мас.% этиленгликоль оказывает слабое влияние на вязкость и реологические характеристики буровых полимерных растворов. В этом диапазоне концентраций влияние ЭГ на реологические параметры раствора не превышает 20%. Таким образом, было установлено, что добавка этиленгликоля вплоть до высоких концентраций (65 мас.%) не ухудшает реологических свойств полимерных растворов. При более высоких концентрациях этиленгликоля эффективная и пластическая вязкость, предельные напряжения сдвига и показатель степенной модели раствора значительно увеличиваются.

Исследования набухания глин рассматриваемыми буровыми растворами показали, что добавка этиленгликоля приводит к значительному ингибированию процесса набухания. При содержании этиленгликоля в растворе 50 мас.% степень набухания уменьшается практически в три раза по сравнению с базовым полимерным раствором. Уменьшение набухания является важным фактором для поддержания устойчивости стенок скважины при бурении ММП.

Измерения коэффициента теплопроводности и оценки теплоемкости буровых растворов с этиленгликолем показали значительное снижение этих характеристик. Оценки показали, что это приводит к снижению

количества тепла, передаваемого от раствора к стенкам скважины, примерно на 60%.

Таким образом, была показана возможность управления теплофизическими и гидратационными характеристиками буровых растворов с помощью введения ЭГ без ухудшения их реологических свойств. Полученные в работе данные будут полезны при разработке буровых растворов для бурения в условиях ММП.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, Правительства Красноярского края, Красноярского краевого фонда науки в рамках научного проекта №18-48-242009 «Исследование сопряженных тепло-гидравлических процессов при бурении скважин и разработка рецептур буровых растворов для снижения скорости процесса растепления многолетнемерзлых пород».*

#### **Список использованных источников**

1. Булатов А. И. Проектирование конструкций скважин / А. И. Булатов, Л. Б. Измайлов, О. А. Лебедев. — М.: Недра, 1979. — 280 с.
2. Кудряшов, Б.Б. Бурение скважин в мерзлых породах / Б. Б. Кудряшов, А. М. Яковлев. — М.: Недра, 1983. — 286 с.
3. Зверев, Г.В. Расчет и анализ воздействия многолетнемерзлых пород на крепление скважины № 338 Ванкорского месторождения в период эксплуатации / Г.В. Зверев, А.Ю. Тарасов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Иркутск. 2013. № 8. С. 41–51.
4. Горелик, Я.Б. О нарушении продольной устойчивости эксплуатационных скважин в интервале залегания мерзлых пород / Я.Б. Горелик, П.В. Солдатов // Научная и производственная деятельность—средство формирования среды обитания человечества: материалы Всерос. молодеж. науч.-практ. конф. (с междунар. участием) (26–27 апр. 2016г). Тюмень, 2016. С. 236–244.

5. Медведский, Р.И. Строительство и эксплуатация нефтегазовых скважин в вечномёрзлых породах / Р.И. Медведский. — М.: Недра, 1987. — 230 с.
6. Марамзин, А.В. Бурение разведочных скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород / А.В. Марамзин, А.А. Рязанов. — М.: Недра, 1971. — 148 с.
7. Васильев, Н.И. Ликвидация осложнений и аварий при бурении глубоких скважин в ледниках / Н.И. Васильев, П.Г. Талалай, В.М. Зубков, А.В. Красилев, М.В. Зубков // Записки Горного института. 2008. Т. 178. С. 181-187.
8. Tunc, S. The effect of different molecular weight of poly(ethylene glycol) on the electrokinetic and rheological properties of Na-bentonite suspensions / S. Tunc, O. Duman // Colloids Surf., A. 2008. Vol. 317. P. 93–99.
9. De Souza, C.E.C. Hydrophobically Modified Poly(Ethylene Glycol) as Reactive Clays Inhibitor Additive in Water-Based Drilling Fluids / C.E.C. De Souza, R.S.V. Nascimento, A.S. Lima // J. Appl. Polymer Sci. 2010. Vol. 117. No. 2. P. 857-864.
10. Minakov, A.V. Measurements of the thermal conductivity coefficient of nanofluids by the hot-wire method / A.V. Minakov, V.Ya. Rudyak, D.V. Guzei, M.I. Pryazhnikov, A.S. Lobasov // J. Eng. Phys. Thermophys. 2015. Vol. 88. No. 1. P. 149–162.
11. Цветков, Ф.Ф. Тепломассообмен / Ф.Ф. Цветков, Б.А. Григорьев. — М.: Изд-во МЭИ, 2005. — 550 с.

### **Сведения об авторах**

Минаков Андрей Викторович, канд. физ.-мат. наук, ФГАОУ ВО Сибирский федеральный университет, доцент кафедры «Теплофизика», e-mail: Aminakov@sfu-kras.ru, 660041, г. Красноярск, Свободный пр.79, Тел.: +79029436822.

Неверов Александр Леонидович, канд. техн. наук, ФГАОУ ВО Сибирский федеральный университет, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», e-mail: neveroff\_man@mail.ru, 660041, г. Красноярск, Свободный пр.79, Тел.: +7(391)2-062-895.

Пряжников Максим Иванович, ФГАОУ ВО Сибирский федеральный университет, младший научный сотрудник Научно-исследовательской части, e-mail: arrivent@yandex.ru, 660041, г. Красноярск, Свободный пр.79, Тел.: +79135737940.

Гузей Дмитрий Викторович, ФГАОУ ВО Сибирский федеральный университет, младший научный сотрудник Научно-исследовательской части, e-mail: gudimas@yandex.ru, 660041, г. Красноярск, Свободный пр.79, +79130414294.

Лукиянов Владимир Васильевич, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», генеральный директор, sekr@knipi.rosneft.ru, 660098, г. Красноярск, ул. 9 Мая 65Д, Тел.: 86-534-2500.

Волков Владимир Григорьевич, канд. физ.-мат. наук, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», заместитель генерального директора по геологии и разработке, VolkovVG@knipi.rosneft.ru, 660098, г. Красноярск, ул. 9 Мая 65Д, Тел.: 86-534-2503.