

Библиографический список

1. **Бродский А. Ю.** Новый взгляд на структуру подсолевого Астраханского свода / А. Ю. Бродский, Е. Г. Юров, Э. В. Волож // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2008. – № 11. – С. 31–41.
2. **Ермолкин В. Л.** Углеводородные образования и накопление в подсолевых осадочных комплексах Прикаспийского бассейна / В. Л. Ермолкин, К. Х. Сорокова, А. А. Бобылева // Советская геология. – 1990. – № 3. – С. 31–40.
3. **Федоров Д. Л.** Геологические и геохимические условия для формирования Астраханского и Карачаганакского месторождений и нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов / Д. Л. Федоров, О. К. Навроцкий. – М. : Наука. – С. 107–114.
4. **Corrigan J.** Heat flow and gravity responses over salt bodies: a comparative model analysis / J. Corrigan, M. Sweet // Geophysics. – 2007. – № 60. – P. 1029–1037.
5. **Ismail-Zadeh A.** Geothermal evolution of the Astrakhan arch region of the Pricaspian Basin / A. Ismail-Zadeh, H. Wilhelm, Y. Volozh // International Journal of Earth Science. – 2007. – № 10.
6. **Ismail-Zadeh A.** The Astrakhan Arch of the Pricaspian Basin: Geothermal analysis and modeling / A. Ismail-Zadeh, H. Wilhelm, Y. Volozh O. Tinakin // Basin research. – 2009. – P. 1365–2117.
7. **Kossarchuk G. P.** Oil-and-Gas Content of the Astrakhan arch / G. P. Kossarchuk. – Moscow : IRTs “GAZPROM”, 2008.
8. **Lopatin N. V.** Temperature and geologic time as factors in coalification. / N. V. Lopatin // Izvest Akad. Nauk SSSR. – 2008. – № 3. – P. 95–106.
9. **O'Brien J. J.** The influence of salt domes on paleotemperature distributions / J. J. O'Brien, I. Lerche // Geophysics. – 2007. – № 49. – P. 2032–2043.
10. **Vizgirda J.** Thermal anomalies on the Flanks of a salt dome / J. Vizgirda, J. O'Brien, I. Lerche // Geothermiss. – 2009. – № 14. – P. 543–565.
11. **Volozh Y. A.** Salt structures and hydrocarbons in the Pricaspian basin / Y. Volozh, C. J. Talbot, A. T. Ismail-Zadeh // Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol. – 2006. – № 87 (2). – P. 313–334.
12. **Warren J.** Evaporites: Their Evolution and Economics / J. Warren // Blackwell Science. – Oxford, 1996. – 438 p.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ СПОСОБНОСТЕЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Х.М. Исламов, аспирант

*Казахский научно-исследовательский
геологоразведочный нефтяной институт,
тел.: (7122) 27-13-70 *108, e-mail: burenie@kaznigri.kz*

Рецензент: Журавлев Г.И.

Основной объем бурения в Прикаспийской впадине осуществляется на водных буровых растворах. Осложнение при обвалах и сужениях в глинистых интервалах происходит вследствие набухания и размокания глин в процессе их увлажнения, эти процессы находятся в сильной зависимости от типа ионов. Оказалось, что диффузионный перенос влаги в глинах зависит не только от градиента концентрации, но и видов ионов, участвующих в этом процессе.

Basic drilling in the Caspian depression is carried out at water chisel solutions. Difficulties during collapses and narrowings in clay intervals occur due to swelling of clay during its humidifying. These processes strongly depend on type of ions. It turned out that dif-

fusional carrying out of moisture depends not only on concentration of gradient but also on types of ions taking part in this process.

Ключевые слова: ингибирующие компоненты CaCl_2 , химические реагенты, технологические параметры.

Key words: inhibitory components of CaCl_2 , chemical reagents, technological parameters.

Изменчивые условия бурения по разрезу даже одной скважины диктуют условия применения различных типов буровых растворов.

Основной объем бурения в Прикаспийской впадине осуществляется на водных буровых растворах. Осложнение при обвалах и сужениях в глинистых интервалах происходит вследствие набухания и размокания глин в процессе их увлажнения, эти процессы находятся в сильной зависимости от типа ионов. Оказалось, что диффузионно-осмотический перенос влаги в глинах зависит не только от градиента концентрации, но и видов ионов, участвующих в этом процессе.

Поэтому, чтобы исключить диффузионные, осмотические и другие процессы, в буровой раствор для ингибирования дополнительно вводят хлористый кальций, калий, что основано на обменной абсорбции глиной ионов соответствующих металлов, вытесняющих ионы поглощающего комплекса с меньшей валентностью, а также сжатию двойного электрического слоя частиц под действием ионной силы раствора. Такие растворы в бурении называются ингибирующими.

Комплексное ингибирование солями калия, кальция не только повышает эффект в ингибировании неустойчивости глинистых пород, но и облегчает регулирование технологических показателей параметров бурового раствора. Это объясняется тем, что в присутствии солей поливалентных металлов происходит высаживание высокомолекулярной фракции химических реагентов, образующая новая высокодисперсная твердая фаза способствует общей стабилизации раствора и снижению его фильтрационных свойств.

Для повышения ингибирующего эффекта буровые растворы в интервалах неустойчивых пород часто переводятся соответствующей обработкой в хлоркальциевые. Так случилось при бурении в скважины № 4 Улкентобе на Южно-Эмбинском поднятии в интервале 5080 м.

Интервалы указанных скважин сложены трещиноватыми осыпающимися аргиллитами, начались осложнения, посадки бурильного инструмента, увеличилось число проработок ствола скважины. Раствор имел параметры: плотность – 1220 кг/м^3 , условная вязкость – 60 с, фильтрация – $10 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$, статическое напряжение сдвига – 3,0/10,0 дПа, обрабатывался КССБ и КМЦ.

Добавками в раствор хлористого кальция CaCl_2 содержание в фильтрате кальция Ca^{2+} было доведено до 3,9 г/л, что первоначально сократило осложнение при параметрах раствора: плотность – $1240\text{--}1250 \text{ кг/м}^3$, условная вязкость – 70 с, фильтрация – $5 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$ Это позволило закончить проводку скважины до проектной глубины.

Применение ингибирующего полимеркалиевого бурового раствора при разбурировании неустойчивых глин и глинистых сланцев позволило во многих случаях успешно довести скважину до проектной глубины в сложных геологических условиях.

Таблица 1

**Результаты экспериментальных исследований:
влияние ингибирующих добавок CaCl₂**

Состав раствора	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Фильтрация, за 30 мин.	На водах различной минерализации
Вода Кисимбай + 5 % CaCl ₂ + 1 % КМЦ	1,06	6,0	10,2	= 1,032 г/см ³
Вода Котыргас + 5 % CaCl ₂ + 1 % КМЦ	1,189	6,0	8,0	= 1,16 г/см ³
Вода Кисимбай + 5 % CaCl ₂ + 1 % КМЦ	1,0901	6,0	9,5	= 1,0645 г/см ³
Вода Котыргас + 5 % CaCl ₂ + 1 % КМЦ	1,0908	5,5	9,5	= 1,081 г/см ³

Ярким примером несоответствия компонентного состава проходимым породам является проводка скважины в трещиноватых аргиллитах на площади Южный Тюбкараган-3. При глубине 3018 м в пермтриасовых отложениях, сложенных аргиллитами, использование гуматного бурового раствора привело к серьезным осложнениям, связанным с неустойчивостью стенок скважины. После неоднократной попытки повышения плотности раствора, снижения фильтрации не могли ликвидировать осложнение. Увеличение концентрации электролитов в водной фазе бурового раствора было затруднено из-за нестойкости гуматов к солям. Поэтому в дальнейшем для ликвидации осложнений был использован ингибированный буровой раствор, водная фаза которого была представлена солями калия. Это позволило закончить проводку скважины до проектной глубины. В качестве стабилизаторов применялись КССБ-2, КМЦ. Концентрация ингибированных катионов в растворе была следующей: Mg – 0,16 г/л, Ca – 3,6 г/л, K⁺ – 7,5 г/л.

При таком ионном составе фильтрата бурового раствора с параметрами $\rho = 1220 \text{ кг/м}^3$, $UV = 80 \text{ с}$, $\Phi_{30} = (8-10) \times 10^{-6} \text{ м}^3$, $CHC_{1/10} = 8/10$ после проработок с интенсивным выносом шлама удалось достичь забоя. Опыт бурения скважины на площади Юж. Тюбкараган показал, что для успешной проводки скважин необходимо учитывать не только малое значение фильтрации, повышение плотности бурового раствора, но и наличие в его составе компонентов, обеспечивающих ингибирование.

Таблица 2

Растворимость хлористого калия в воде при t = 20 °С

Содержание KCl, г/л	52	160	340
Плотность раствора, г/см ³	1,032	1,096	1,185
Содержание KCl, г/л	52	160	340
Плотность раствора, г/см ³	1,030	1,097	1,182

Таблица 3

Растворимость хлористого калия в воде при t = 60 °С

Содержание KCl, г/л	45,5	–	–
Плотность раствора, г/см ³	1,195	–	–
Содержание KCl, г/л	45,5	–	–
Плотность раствора, г/см ³	1,19	–	–
Массовая доля воды (влаги), %	0,5–0,6		

Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых материалов, а добавляемые в раствор полимеры активно влияют на ингибирующие свойства раствора.

С применением калиевых растворов в Западном Казахстане (южная и юго-восточная прибортовые зоны) пробурено несколько десятков глубоких скважин, и этот тип промысловых жидкостей является одним из наиболее признанных.

В настоящее время в практике бурения успешно используется при разбуривании глинистых сланцев и мягких высокоактивных глин новый биополимер на основе ксантановой смолы. Его применение обеспечивает высокое качество очистки ствола скважины, увеличение устойчивости стенок и сохранение номинального диаметра скважины в интервале залегания глинистых пород.

Использование реагента АГРОПОЛ-23/W совместно с другими биополимерами позволило провести лабораторные испытания на буровом растворе площади Каратобе-Бурбайтал и Айранкол в интервалах 1250–1600 м. В исследовании применялись ингибирующие добавки, хлориды калия (приведены в табл. 4).

Таблица 4

Результаты экспериментальных исследований: влияние ингибирующих добавок KCL на качество бурового раствора

Состав бурового раствора	Параметры бурового раствора						
	ρ, г/м ³	Т, сек	V ₃₀ см ³	СНС, дПа		ПВ, мПа·с	ДНС, дПа
				1 мин.	10 мин.		
Техническая вода + 20 % г/порошка	1.186	3,9	22.5 /7.5	4.0	4.0	3,75	37,1
Раствор № 1 + 0,2 % Агропол-23/W + 2,5 % КССБ + 4 % KCL	1.195	15,0	20,0	28.4	36.7	18,0	137,2
Раствор № 1 + 0,3 % Агропол-23/W + 3 % КССБ + 6 % KCL	1.195	50,0	16,0	35,0	56,0	26,2	225,0
Раствор № 1 + 0,5 % Агропол-23/W + 5 % КССБ + 8 % KCL	1.197	81,0	8,0	68,0	78,0	35,2	340,0

На основании проведенных анализов сделаны следующие выводы.

1. Эффективные регулирования химического ионного состава фильтрата и повышение устойчивости ингибированных буровых растворов проводят с целью повышения эффективности процесса бурения.

2. В качестве ингибирующих компонентов применялись CaCl₂, KCl, которые легче стабилизируют химические реагенты, достаточно хорошо поддерживают технологические параметры.

3. Оптимальный ионный состав фильтрата необходимо строго контролировать до конца проводки скважины.

Библиографический список

1. *Близнюков В. Ю.* Оптимизация рецептуры ингибированного бурового раствора на основе окисленного крахмального реагента / В. Ю. Близнюков, В. Н. Ботвинкин // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 12. – С. 47–51.

2. *Махоро В. А.* Многофункциональная добавка для буровых растворов / В. А. Махоро, Ф. А. Каменщиков // Бурение скважин. – 2005. – № 6. – С. 72–73.
3. *Нефедова М. В.* Применение хлоркалийевого раствора при бурении скважин / М. В. Нефедова, А. М. Миленский // Газовая промышленность. – 2004. – № 12. – С. 55–57.
4. *Телешов Р. В.* Совершенствование технологических свойств ингибирующих алюмокалиевых растворов для закачивания скважин / Р. В. Телешов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 45–46.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ГЕОЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ ГОМОЛОГОВ СЕРОВОДОРОДА В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ

**Ю.И. Ахмедова, аспирант;
О.И. Серебряков, профессор**

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8(8512) 44-00-95, e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Глебова Л.В.

Впервые исследованы полисульфаны, выявленные в пластовых условиях газоконденсатных систем как органического, так и неорганического ряда. Изучены условия формирования полисульфанов, их геохимические свойства. Установлены масштабы и направления пути преобразований сульфанов.

Polysulfanes of organic and non-organic kind found under layer conditions of gas-condensate systems have been investigated for the first time. Conditions of formation of polysulfanes in the organic environment and geochemical properties of polysulfanes have been studied. Ways of transformations of sulfanes have been established.

Ключевые слова: полисульфаны, деструкция, внутримолекулярные превращения, изомеризация, адсорбция.

Key words: polysulfanes, destruction, intramolecular transformations, isomerization, adsorption.

Геологические материалы подземных глубинных резервуаров для захоронения промышленных отходов в различных районах Прикаспийской впадины (Оренбургский, Карачаганакский, Тенгизский, Астраханский, Волжский) и других регионов России позволяют обосновать общие методы захоронения утилизации промышленных отходов в подземной среде и проведения экологической оценки состояния геологических объектов при добыче и переработке высокосернистого углеводородного сырья. Геологические условия резервуаров определяют возможности захоронения в них промстоков. В Прикаспийской впадине незначительные глубины залегания солей в сводовых частях соляных диапировых структур и дизъюнктивная расчлененность терригенных пород над соляными куполами предопределили выбор глубинных резервуаров для захоронения промстоков, приуроченных к отрицательным структурам (Сарысорская межкупольная мульда и др.) [4]. Мульды состоят из терригенных отложений, водоупорное ложе выполнено сульфатно-галогенными породами кунгурского возраста. Мульды имеют вид чашеобразного резервуара, в разрезе которого чередуются пористые пласты,