

**РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ БЕЗАВАРИЙНУЮ
ПРОВОДКУ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛЕ ЗАЛЕГАНИЯ
ПОРОД ФРОЛОВСКОЙ СВИТЫ**

DEVELOPMENT OF MEASURES TO ENSURE THE FAILURE-FREE DRILLING
OF WELLS IN THE INTERVAL OF FROLOV SUITE ROCKS OCCURRENCE

В. И. Рассадников, Е. А. Усачев, М. В. Двойников, Т. В. Грошева

V. I. Rassadnikov, E. A. Usachev, M. V. Dvoynikov, T. V. Grosheva

Тюменское отделение СургутНИПИнефть, г. Тюмень

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: *ингибитор; буровой раствор; набухание глинистых пород;
устойчивость стенок скважины*

Key words: *inhibitor; drilling fluid; clay rocks swelling; borehole walls stability*

Бурение скважин на месторождениях Краснотуркменского свода при отсутствии проведения специальных мероприятий, как правило, сопровождается осложнениями, связанными с потерей устойчивости различных интервалов. Вместе с тем, если ингибированием бурового раствора можно добиться безаварийной проходки интервалов залегания Березовской, Косынской свиты, подачимоновских глин, то осложнения во Фроловской свите наблюдаются повсеместно, независимо от специальных свойств промывочной жидкости.

Известно, что устойчивость ствола скважин зависит от тесно связанных между собой геологических и технико-технологических групп факторов, из которых можно выделить основные: угол наклона оси скважины, гидростатическое и гидродинамическое давление, а также специальные свойства бурового раствора. В связи с чем возникла необходимость определения наиболее значимых причин потери устойчивости ствола скважины в интервале залегания Фроловской свиты и необходимость разработки мероприятий, способствующих снижению осложнений.

Наиболее простым решением данной задачи является прямое моделирование напряженного состояния горной породы при строительстве скважин на естественном керновом материале. Суть методики проведения исследований заключается в следующем. Образец помещается в установку для изучения деформационных и прочностных характеристик горных пород в условиях объемного сжатия при пластовых термобарических условиях. Образец нагружают сжимающим напряжением с учетом эффективного давления и плотности бурового раствора, при этом измеряются деформации во времени. При заданном угле наклона скважины подобные опыты проводятся для различных плотностей бурового раствора. Анализируя результаты измерений, на основе скоростей ползучести при разных плотностях бурового раствора делается вывод о допустимой плотности.

При отборе кернового материала Фроловской свиты и подъеме на поверхность были получены линзовидные пластинки толщиной от 3 до 20 мм, из которых не удалось изготовить стандартные образцы для геомеханических испытаний, в связи с чем дальнейшие исследования проводились с керновым материалом, не требующим выпиливания образцов.

Для определения ингибирующей способности растворов, ингибиторов и электролитов использовали тест на диспергирующую способность (роллинг-тест) и тест динамики набухания глинистых сланцев на приборе OFITE Linear Swellmeter. В качестве среды исследования была вода (как среда сравнения) и модели буровых растворов, используемые при строительстве скважин.

Анализ кривых кинетики набухания (рис. 1) показывает, что все диаграммы набухания гидрофобизаторов имеют интенсивность набухания в исследуемых средах 12–19 %.

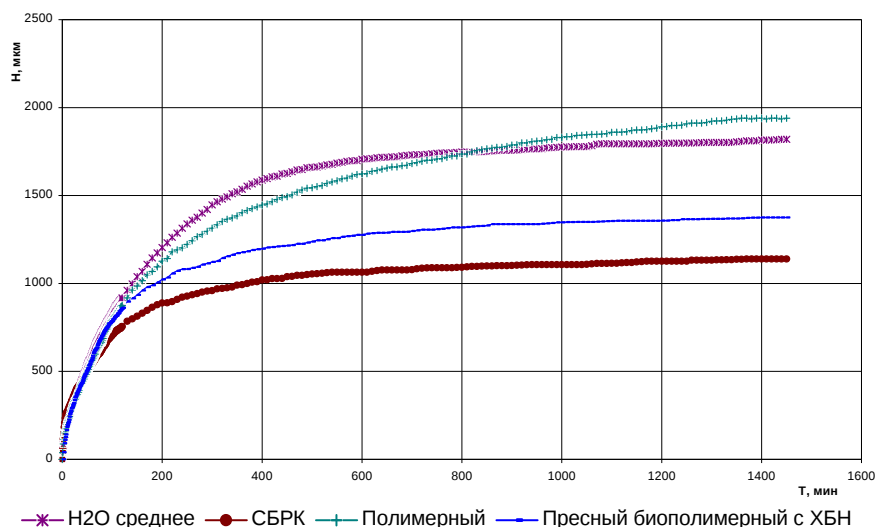


Рис. 1. Кинетика набухания кернового материала фроловской свиты Восточно-Рогожниковского месторождения (скв. 919)

Оценка диспергирующей способности проводилась на пробе кернового материала определенного фракционного размера с учетом скважинных условий (табл. 1). Однако она характеризует способность раствора к наработке глиноматериалов больше чем процесс осмотического увлажнения породы.

Таблица 1

Оценка диспергирующей способности породы

Среда исследований	Доля недиспергирующейся ТФ, %	Диспергирующая способность, D
Вода	98	2
Вода	100	0
Вода	97,5	2,5
Вода	98,5	1,5
Среднее значение	—	1,5

Таким образом, по результатам оценки экспериментальных исследований гидратационных процессов в уплотненных глинистых породах определено, что порода незначительно набухает и очень слабо диспергируется при контакте с водными средами, следовательно, эти процессы не являются основными причинами снижения устойчивости ствола скважины в данном интервале.

Поскольку снижение устойчивости обуславливается не только физико-химическим взаимодействием породы, но и слоистостью, и трещиноватостью, установлено, что наибольшая опасность нарушения устойчивости стенок скважины возникает в случае совпадения оси скважины с плоскостями напластования пород. При этом следует учитывать как зенитные, так и азимутальные углы. Породы такого типа осыпаются сразу при вскрытии в виде оскольчатых фрагментов без признаков увлажнения, что можно наблюдать в случае с фроловской свитой. Предотвратить потерю устойчивости стенок скважины в таких случаях можно за счет улучшения консолидирующих свойств бурового раствора, а также при увеличении его плотности.

Данный показатель, а также методика его определения впервые были предложены ВНИИКРнефтью [1, 2]. Суть методики заключается в следующем. Образцы горных пород в виде кернового материала или шлама, отобранного при бурении, подвергают дроблению. После чего при помощи стандартных сит отсеивают фракцию 1,25–2,00 мм. Полученные таким образом частицы имеют одинаковые линейные характеристики, кроме того, использование данной фракции исключает механическое агрегирование породы и обеспечивает просачивание между ними практически любых типов буровых растворов в ячейке. За счет одинаковых навесок обеспечивается однородность структуры формируемых образцов.

В камеру кубической формы помещают навеску кернового материала, через которую пропускают буровой раствор в количестве 300–500 мл. При этом консолидирующие фрагменты бурового раствора адсорбируются на поверхности горной породы за счет сил физико-химического характера. В результате такого воздействия происходит консолидация частиц горной породы в монолитный образец. После этого образец извлекают из камеры и проводят испытание на одноосное сжатие, доводя образец до разрушения. Предельная прочность на сжатие определяется как отношение вертикальной нагрузки к площади основания образца.

Для анализа консолидирующей способности по вышеприведенной методике были использованы: модельный раствор, применяемый при бурении Фроловской свиты на Рогожниковском месторождении (исходный), и раствор, обработанный реагентом, повышающим консолидирующую способность в концентрации 0,5 и 1 % (ХБН-01, представляющий собой компаунд на основе УЩР и сополимера метакриловой кислоты с метилметакрилатом). Состав и параметры буровых растворов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Состав и параметры буровых растворов при исследовании консолидирующей способности

Номер п/п	Состав раствора	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Показатель фильтрации см ³ /30 мин	Водородный показатель, (рН)	Пластическая вязкость, сПз	Динамическая вязкость, дПа	Содержание твердой фазы, %	Статическое напряжение сдвига, дПа	
									Θ ₁₀	Θ ₁₀
1	Бентопорошок ПБМБ 1–2 %, Полиакриламид Seurvey D1 0,1 % Полиакрилат Seurvey 0,2 % Смазочная добавка «Биолуб» 0,29 %	1,14	30	8	8,0	20	50	3	10	30
2	Исходный + 0,5 % ХБН 0,1	1,14	32	7,5	8,4	22	54	3	12	33
3	Исходный + 1 % ХБН 0,1	1,14	33	7,2	8,6	23	58	3	13	37

Образцы испытаны на одноосное сжатие до разрушения, и вычислена величина предела прочности. В качестве критерия повышения консолидирующей способности использовался показатель ($K_{\text{конс}}$) как отношение величины предела прочности на одноосное сжатие ($\sigma_{\text{сж}}$) обработанного раствора к исходному значению. Результаты исследований приведены в таблице 3.

Таблица 3

Значение предела прочности для различных растворов

Наименование раствора	$\sigma_{\text{сж}}$, Г/СМ ²	$K_{\text{конс}}$
Исходный раствор	32	1
Исходный раствор + 0,5 % ХБН 01	41	1,28
Исходный раствор + 1 % ХБН 01	52	1,65

Таким образом, цикл лабораторных исследований показал возможность повышения упругопрочностных способностей без существенного изменения технологических параметров бурового раствора. Для определения интервала «рабочей» плотности бурового раствора при прохождении интервала, склонного к осложнению, в данном случае Фроловской свиты, была построена диаграмма устойчивости (рис. 2). При построении диаграммы были приняты следующие допущения: главными напряжениями в горной породе являются вертикальные и горизонтальные. Кроме того, напряжения в горизонтальной плоскости предполагаются изотропными. Вертикальное напряжение обусловлено весом вышележащих пород, поэтому тензор напряжения в горной породе будет определяться двумя параметрами — средней плотностью и отношением горизонтального напряжения к вертикальному (K_0).

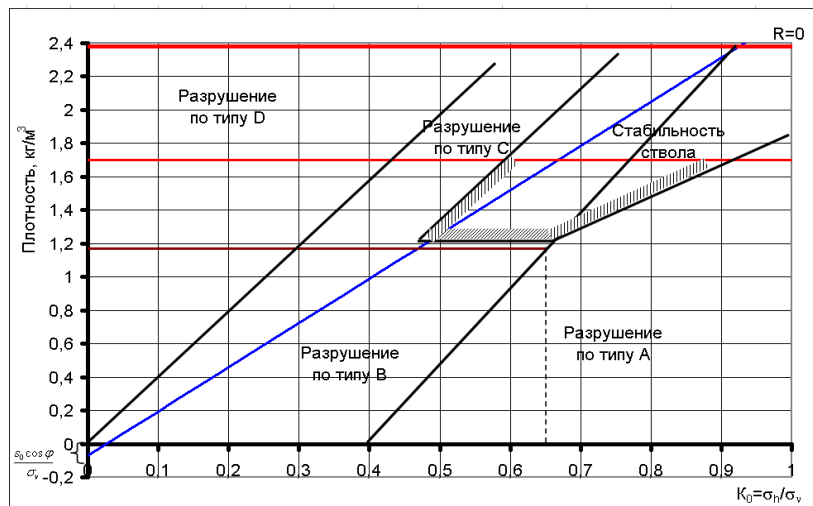


Рис. 2. Диаграмма устойчивости ствола

Анализируя диаграмму, необходимо отметить, что сдвиговые разрушения будут происходить при плотностях бурового раствора ниже $1\,170\text{ кг/м}^3$, а при плотностях бурового раствора выше $1\,650\text{ кг/м}^3$ разрушения соответствуют гидроразрыву. Анализ результатов исследований ингибирующей способности растворов показал, что для сохранения устойчивости ствола скважины при прохождении Фроловской свиты необходимо поддерживать плотность бурового раствора от $1\,200$ до $1\,400\text{ кг/м}^3$.

Сведения об авторах

Рассадников Владимир Иванович, заместитель директора по бурению Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», тел. 8(3452)687225, e-mail: Rassadnikov_VI@surgutneftegas.ru

Усачев Евгений Андреевич, к. т. н., начальник научно-исследовательского отдела определения геомеханических свойств горных пород, НПК Петрофизических исследований Тюменского отделения СургутНИПИнефть, тел. 8(3452)687382

Двойников Михаил Владимирович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)206092, e-mail: dvoinik72@gmail.com

Грошева Татьяна Викторовна, ведущий научный сотрудник, НИО определения геомеханических свойств горных пород, НПК Петрофизических исследований, ТО «СургутНИПИнефть», тел. 8(3452)687447

Information about the authors

Rassadnikov V. I., Deputy Director in drilling of SurgutNIPIneft Tyumen branch, OJSC «Surgutneftegas», phone: 8(3452)687225, e-mail: Rassadnikov_VI@surgutneftegas.ru

Usachev E. A., Candidate of Science in Engineering, head of the research department for determination of geomechanical properties of rocks, Petrophysics Studies Complex of SurgutNIPIneft Tyumen branch, OJSC «Surgutneftegas», phone: 8(3452)687382

Dvoynikov M. V., Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)206092, e-mail: dvoinik72@gmail.com

Grosheva T. V., leading scientific worker of the research department for determination of geomechanical properties of rocks, Petrophysics Studies Complex of SurgutNIPIneft Tyumen branch, OJSC «Surgutneftegas», phone: 8(3452)687447