

Оценка влияния бурового раствора на кавернозность ствола скважины и ее продуктивные характеристики

Г.С. Ли

к.т.н., заместитель директора по геологии и разработке
g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru

М.В. Коряковцева

начальник отдела промысловой геологии
m.v.koryakovtseva@gd-urengoy.gazprom.ru

А.И. Копылов

ведущий инженер отдела по технологическому контролю ремонта скважин
a.i.kopylov@gd-urengoy.gazprom.ru

ИПЦ ООО «Газпром добыча Уренгой»,
 Новый Уренгой, Россия

Представлены результаты оценки и сравнительного анализа влияния буровых растворов на коэффициент кавернозности ствола и продуктивные характеристики газоконденсатных скважин нижнемеловых залежей УНГКМ после геолого-технических мероприятий по зарезке боковых стволов

Материалы и методы

Кавернометрия, профилометрия, продуктивные характеристики, коэффициент кавернозности, геофизические методы.

Ключевые слова

боковые стволы, геофизические диагностические исследования, буровой раствор, коэффициент кавернозности, продуктивные характеристики скважины

Для обеспечения проектных и плановых показателей по уровням добычи углеводородов (УВ) и работоспособности эксплуатационного фонда скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ) по вводу в работу простаивающих скважин путем зарезки в них бокового ствола (ЗБС).

ЗБС в скважинах УНГКМ производится с использованием буровых растворов «Мегадрил» компании «Mi-SWACO» и «Полиэмульсан» ООО «Сервисный Центр СБМ». В качестве породоразрушающего инструмента применяются долота БИТ диаметром 139,7 мм при бурении на растворе «Мегадрил» и долота DPD и PDS диаметром 142,9 мм при бурении на растворе «Полиэмульсан». Работы выполняются по идентичным программам бурения и промывки скважин.

С целью оценки влияния данных буровых растворов на состояние стенок скважины при установке пакера ПГМЦУ-114/99 (пакер гидравлический манжетного цементирования укороченный — предназначен для цементирования и разобщения фильтровой и цементируемой интервалов хвостовиков диаметром 114 мм и изоляции газонефтедоносных пластов; длина перекрываемой пакером зоны — 1,5 м, диаметр по применению — 139,7÷146,0 мм), проведен анализ результатов геофизических исследований скважин (ГИС) в процессе ЗБС. При этом для примера

выбраны три газоконденсатные скважины: № 2269 — ЗБС с буровым раствором «Мегадрил», № 5393 и 8363 — ЗБС с «Полиэмульсан». ЗБС в этих скважинах проведена на залежи пластов БУ101-2.

На рис. 1 и 2 представлены диаграммы кавернометрии в скважинах № 5393 и 8363 при ЗБС на растворе «Полиэмульсан», из которых видно, что коэффициент кавернозности пород над продуктивным пластом достигает в среднем 1,08÷1,10. Данное обстоятельство не позволяло устанавливать пакер в проектном интервале. Было принято решение об установке его в интервале с наименьшей кавернозностью и необходимой длиной ствола скважины (длина перекрываемой ПГМЦУ зоны — 1,5 м) с целью разобщения фильтровой и цементируемой частей хвостовика.

Следует отметить, что кавернометрия была выполнена сразу же после ЗБС, а перед спуском эксплуатационного хвостовика в обязательном порядке проводится проработка ствола скважины, которая, как правило, увеличивает его номинальный диаметр.

При ЗБС на растворе «Полиэмульсан», как показывают результаты ГИС по оценке объема затрубного пространства скважины и коэффициента кавернозности, происходит кавернообразование, превышающее проектные значения в среднем на 0,02÷0,03.

Проектный коэффициент кавернозности — 1,05, а на практике в среднем он составляет 1,07÷1,08 от номинального диаметра скважины. В некоторых скважинах коэффициент

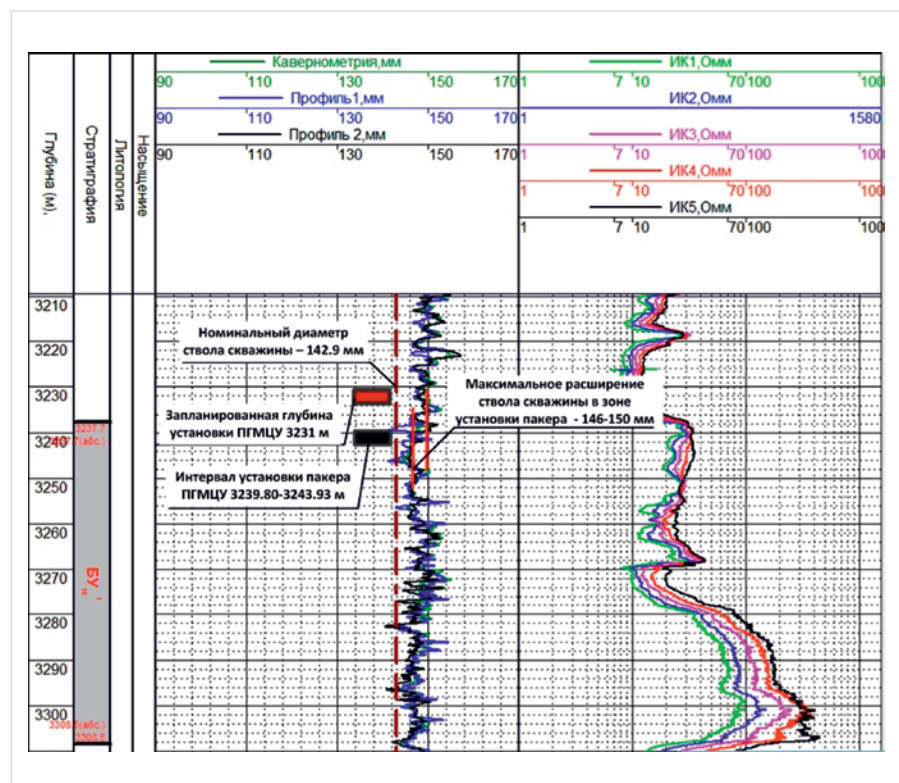


Рис. 1 — Диаграмма кавернометрии по скважине №5393

кавернзности достигает величины 1,16. Данное обстоятельство приводит к необходимости установки ПГМЦУ в интервалах с наименьшей кавернзностью, а не в запланированном интервале.

При ЗБС на буровом растворе «Мегадрил» коэффициент кавернзности — до 1,08, что также выше проектного значения, а в зоне установки пакера — 1,016, что даёт возможность устанавливать пакер максимально близко к запланированному интервалу ствола скважины (рис. 3).

С целью оценки влияния применяемых технологических жидкостей на продуктивные характеристики скважин были проведены специалистами ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» лабораторные исследования на установке радиальной фильтрации с использованием неокомского кернового материала — исследования по воздействию инвертно-эмульсионных буровых растворов «Мегадрил» и «Полиэмульсан» на проницаемость породы в результате их фильтрации при термобарических условиях, близких к пластовым.

Исследованиями было установлено, что оба раствора характеризуются низкой фильтруемостью в поровой среде неокомских пород-коллекторов, но буровой раствор «Мегадрил» снижает проницаемость в 2 раза меньше, чем «Полиэмульсан». Соответственно, «Мегадрил» характеризуется и меньшими градиентами давления для освоения, что делает его предпочтительней перед «Полиэмульсаном». Но в любом случае, после ГТМ с глушением скважины рекомендуется проведение работ по разблокировке призабойной зоны пласта (ПЗП) от кольматантов. Кроме того, при освоении скважин было отмечено значительное увеличение времени вызова притока после ЗБС с применением раствора «Полиэмульсан». Вызов притока при использовании «Мегадрила» занимает в среднем 12 часов, а «Полиэмульсана» — 65 часов (без

учета времени использования колтюбинговой установки).

Ни в одной скважине, пробуренной на «Мегадриле», не потребовалось применения колтюбинговой установки — скважины запущены на отработку снижением уровня жидкости в стволе компрессором. При этом в скважинах № 5372, 2466, 5285, пробуренных на «Полиэмульсане», были проведены работы по дополнительному освоению колтюбингом, а по скважине № 325 потребовалась дополнительная перфорация объекта эксплуатации. Скважина же №5372 не была освоена — не получен промышленный приток УВ.

По завершению ЗБС проводились комплексные исследования скважин с целью определения продуктивной характеристики и состава добываемой продукции, инструментальный мониторинг параметров их эксплуатации, которые заключались в следующем:

- газогидродинамические исследования на установившихся режимах;
- отбор устьевых проб жидкости — воды и газового конденсата;
- систематический контроль рабочих параметров скважин с помощью устьевой телеметрии, а при её неисправности — замеры этих параметров образцовыми манометрами и термометрами.

Скважины после ЗБС работают устойчиво на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). При этом режим эксплуатации 7 скважин (5317, 5326, 5333, 5334, 1277, 1368, 2374) задается регулировочной задвижкой.

Разработка нижнемеловых залежей УНГКМ на истощение пластовой энергии приводит к закономерному снижению производительности скважин. С момента ввода скважин после ЗБС в эксплуатацию максимальное падение статического давления наблюдается по скважинам № 1277, 5334, 5333, 8305 — от 0,24 до 0,34 МПа за квартал, а по другим — до 0,18 МПа. Несмотря на то, что

при эксплуатации поддерживается режим постоянного дебита, по скважинам, введенных в работу после ЗБС, происходит в среднем снижение их производительности из-за падения пластового давления (табл. 1).

В таб. 2 представлены результаты оценки изменения продуктивной характеристики в процессе эксплуатации скважин после ЗБС в зависимости от использованного при ГТМ бурового раствора.

Таким образом, продуктивные характеристики скважин после ЗБС с применением бурового раствора «Мегадрил» улучшились в результате очищения ПЗП от кольматантов в процессе эксплуатации в среднем на 7,6%, а с применением «Полиэмульсан» — на 2,5%. При этом необходимо отметить, что начальная величина оценочного критерия для обоих растворов имеет практически одинаковое среднее по скважинам значение — 0,370 для раствора «Мегадрил» и 0,366 для «Полиэмульсан», что косвенно свидетельствует о представительности выборки для сравнительного анализа.

Промысловые данные мониторинга параметров эксплуатации скважин после ЗБС подтвердили результаты моделирования воздействия инвертно-эмульсионных растворов «Мегадрил» и «Полиэмульсан» на ФЕС ПЗП.

В настоящее время дебиты скважин после ЗБС несколько меньше или сопоставимы со средними дебитами скважин УКПГ. Исключение составляют скважины после ЗБС УКПГ-2В: дебит этих скважин больше среднего дебита скважин УКПГ-2В на 10%. При этом не следует забывать, что все скважины, на которых реализованы ГТМ по ЗБС, находились до этого по различным геолого-техническим причинам в бездействующем фонде.

По результатам анализа влияния бурового раствора на кавернзность ствола скважины и её продуктивность можно сказать следующее:

- при бурении бокового ствола на

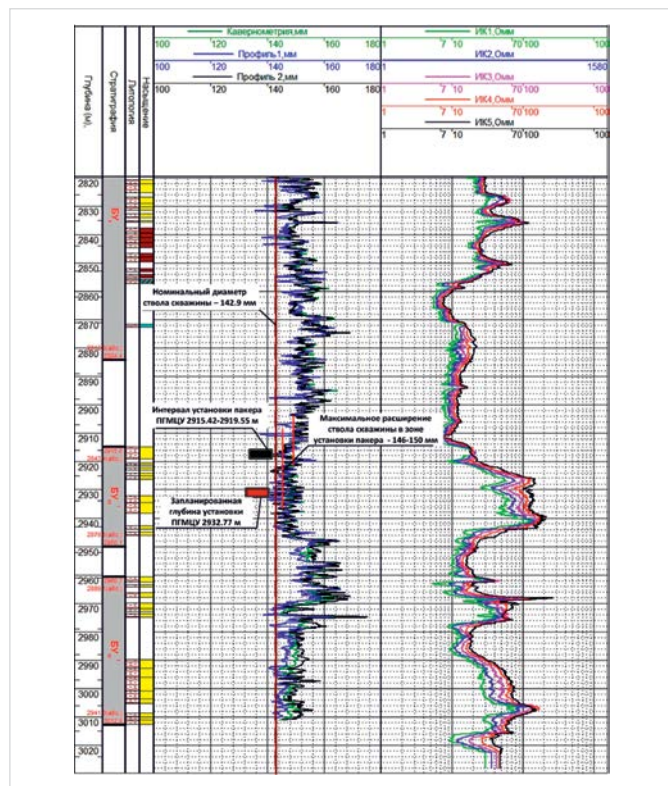


Рис. 2 — Диаграмма кавернометрии по скважине №8363

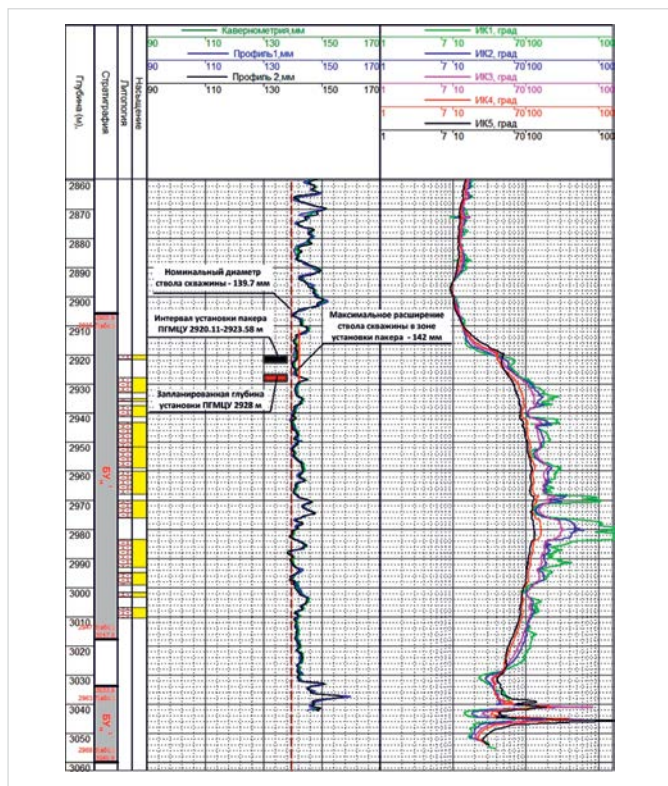


Рис. 3 — Диаграмма кавернометрии по скважине №2269

П/п	УКПГ	Скважина	Буровой раствор при ЗБС	Параметры работы скважин после ЗБС			
				Начальные		Текущие	
				Рст, МПа	Q, тыс. м ³ /сут	Рст, МПа	Q, тыс. м ³ /сут
1	1АВ	1368	Фло-Тру	8,25	198	7,89	140
2	1АВ	1277	Мегадрил	9,43	150	8,44	152
3	2В	2371	Полиэмульсан	7,80	186	7,45	180
4	2В	2297	Мегадрил	7,25	162	6,74	144
5	2В	2293	Полиэмульсан	7,53	163	7,24	159
6	2В	2374	Мегадрил	7,66	178	7,48	195
7	2В	2269	Мегадрил	7,60	216	7,50	220
8	5В	5334	Мегадрил	10,00	318	7,67	186
9	5В	5333	Мегадрил	8,60	164	7,31	169
10	5В	5326	Мегадрил	8,00	188	7,15	151
11	5В	5317	Мегадрил	8,10	182	7,27	135
12	5В	5327	Полиэмульсан	-	-	7,40	144
13	5В	5305	Полиэмульсан	6,60	151	6,50	155
14	5В	5393	Полиэмульсан	7,00	123	7,00	122
15	8В	8305	Мегадрил	8,50	157	7,14	123
16	8В	8334	Мегадрил	8,20	152	7,58	141
17	8В	8906	Мегадрил	8,80	228	8,15	190
18	8В	8363	Полиэмульсан	7,97	120	7,70	113
19	Среднее		Мегадрил	8,38	190	7,49	164
20	Среднее		Полиэмульсан	7,38	149	7,22	146

Таб. 1 — Начальные и текущие параметры эксплуатации газоконденсатных скважин УНГКМ после ЗБС

Буровой раствор при ЗБС	P _{ср.ст.нач.} , МПа	Q _{ср.нач.} , тыс. м ³ /сут	P _{ср.ст.тек.} , МПа	Q _{ср.тек.} , тыс. м ³ /сут	Критерий (P _{ср.ст.} ² /Q _{ср.})		
					начал.	текущ.	снижение, %
Мегадрил	8,38	190	7,49	164	0,370	0,342	- 7,6
Полиэмульсан	7,38	149	7,22	146	0,366	0,357	- 2,5

Таб. 2 — Результаты оценки изменения продуктивной характеристики скважин при их эксплуатации после ЗБС

растворе «Полиэмульсан» происходит кавернообразование, превышающее проектные значения, что приводит к необходимости установки пакера ПГМЦУ в интервалах с наименьшим значением коэффициента кавернозности;

- при бурении на растворе «Мегадрил» коэффициент кавернозности в месте установки пакера позволяет устанавливать ПГМЦУ в проектный интервал продуктивного разреза;
- вызов притока УВ при использовании бурового раствора «Мегадрил» требует меньше времени, чем при использовании «Полиэмульсан»;
- вместе с тем необходимо отметить, что продуктивная характеристика скважины зависит не только от применяемых при бурении растворов, но и от текущего ресурсно-энергетического потенциала залежей УВ, их фильтрационно-ёмкостных свойств, степени очистки ПЗП от фильтрата технологических жидкостей, применяемых при ГТМ в скважинах.

Учитывая результаты анализа, специалистами ООО «Сервисный Центр СБМ» и ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» были внесены изменения в рецептуру состава бурового раствора «Полиэмульсан», которые позволили повысить технологическую эффективность применения данного раствора. В настоящее время модифицированный (адаптированный к текущим геолого-техническим условиям) буровой раствор «Полиэмульсан» применяется в широком масштабе при ГТМ в газоконденсатных скважинах УНГКМ, наряду с буровым раствором «Мегадрил».

Итоги

На основе проведенного анализа внесены изменения в рецептуру состава бурового раствора «Полиэмульсан», которые позволили повысить технологическую эффективность применения данного раствора.

Выводы

В результате анализа выявлен ряд особенностей применяемых буровых растворов при бурении боковых стволов на УНГКМ.

Evaluation of the drilling fluids influence on cavernosity of a wellbore and its productive characteristics

UDC 622.24

Authors:

Gerasim S. Li — Ph.D., deputy director for geology and fields development¹; g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru

Maria V. Koryakovceva — head of division of industrial geology; m.v.koryakovtseva@gd-urengoy.gazprom.ru

Andrei I. Kopylov — leading engineer, division for technological control on well workover; a.i.kopylov@gd-urengoy.gazprom.ru

ETC, Gazprom добыча Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russian Federation

Abstract

Hereby are demonstrated the results of the evaluation and benchmark study of drilling fluids influence on the ratio of a wellbore cavernosity and productive characteristics of gas condensate wells, Lower Cretaceous deposits, UNGKM after geological and technical measures for sidetracking.

Materials and methods

Caliper survey, profile logging, productive characteristics, ratio of cavernosity, geophysical methods.

Results

On the basis of the analysis conducted changes were introduced to the mixture formula of the drilling fluid 'Polyemulsan', which improved technological efficiency of this solution.

Conclusions

The analysis revealed a number of characteristics of drilling fluids used during drilling of sidetracks at UNGKM.

Keywords

side tracks, geophysical diagnostic studies, drilling fluids, ratio of cavernosity, wellbore productive characteristics