



ВЫБОР БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННО-ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ

А. Р. Деряев

НИИ природного газа ГК «Туркменгаз», Ашгабат, Туркменистан

Selection of drilling mud for directional production and evaluation wells

A. R. Deryaev

SRI of Natural Gas of the State Concern «Turkmengas», Ashgabat, Turkmenistan

ABSTRACT

The purpose of the article is to consider the design for the selection of drilling mud for the directional production and evaluation well No. 707 of the Western Cheleken field in the coastal zones of the coastal waters of the Caspian Sea, with the aim of successful drilling. Materials of previously drilled wells and safety rules in the oil and gas industry were used for the design and development of drilling fluids regulations, as well as the experience of foreign companies in the preparation of a hydrocarbon-based solution was applied. This work can be used to perform the tasks set when drilling directional wells and to draw up regulations for drilling fluids in extremely difficult mining and geological conditions at abnormally high reservoir pressures.

Keywords: viscosity; statistical shear stress (SSHS); clay crust; hydraulic fracturing; absorption; tack; pore pressure; rock pressure.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Вид и специфические характеристики промывочных жидкостей с помощью вспомогательных высокотехнологических очистных сооружений требуют создание без осложненного состояния успешного бурения скважин с высокоэффективными показателями, а также качественное вскрытие продуктивных горизонтов.

Цель и задача

При бурении скважин, в интервалах с ожидаемыми газонефтепроявлениями и продуктивных горизонтов на вновь разбуриваемых площадях, а также при бурении на газовых, газоконденсатных месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) или с содержанием сероводорода и иных коррозионно-активных и токсичных компонентов в составе пластовой жидкости - на буровой с целью безопасности следует держать постоянный запас промывочной жидкости в количестве, равной объему скважины.

Для всех других скважин объем запасного раствора при бурении в нормальных условиях осуществляется следующим образом: каждый час проверяется плотность и вязкость; два раза в смену – статистическое напряжение сдвига (СНС), водоотдача, температура, рН, содержание твердой фазы и песка, толщина фильтрационной корки; два раза в неделю – содержание солей в фильтрате. При разбуривании газовых горизонтов и бурении в

осложненных условиях контроль осуществляется: через каждые 10-15 мин – плотность и вязкость; через каждый час – СНС, водоотдача, температура; один раз в 10 дней – содержание нефти в промывочной жидкости. При открытии бурением газоносных горизонтов, на буровой необходимо иметь станцию по газожидкостной хроматографии. При отсутствии станции по газожидкостной хроматографии, необходимо произвести каждые 6 часов анализ промывочной жидкости на насыщенность газом. Плотность бурового раствора при вскрытии продуктивных горизонтов должна выбираться с учетом самой высокой энергией порового пространства в интервале совместимых условий. Нормальное давление пласта в любых интервалах, не имеющих тектонических нарушений, соответствует давлению столба жидкости в 1 г/см^3 от начала поверхности продуктивного пласта. Давление, действующее на пластовые флюиды (нефть, вода и газ) является аномально пластовым давлением [1-9].

При максимальном превышении гидростатического давления (с учетом потерь, связанных с изменением проницаемости пласта) необходимо не допустить разрыв пласта, а также интенсивного поглощения промывочной жидкости, в каждой глубине интервала бурения, который впоследствии может привести к катастрофическому поглощению и далее к газонефтеводопроявлению. Во время бурения, где ожидается отложение текучих и неустойчивых слабоцементированных пород, удельный вес, водоотдача, а также реологическая структура промывочной жидкости выбирается, учитывая из необходимости обеспечения устойчивости боковой

части цилиндрической основы скважины.

Разрешается превышение пластового давления над гидростатическим на боковой части цилиндрической основы скважины примерно 1-15 % производительной энергии горных пород (при разности горных и поровых давлений в глинах, аргиллитах и других слабоцементированных горных породах, которые склонны к разрушению и кавернообразованию), при ситуации, что это положение не приведет к осложнениям, связанных с прихватом буровой колонны и к газонефтеводопроявлениям [10, 11].

Материалы и методы

Рассмотрим пример расчета плотности буровой промывочной жидкости. В интервале 3500-4000 метров в разрезе имеются плотные глинистые слои с аномальным коэффициентом порового давления $K_{ан} = 1.6$. Вскрытие глины планируется с депрессией на стенки скважины, составляющей 12% скелетных напряжений.

Поровое давление на глубине 4000 метр:

$$P_n = 1.6 \times 0.1 \times 4000 = 640 \text{ кгс/см}^2.$$

Горное давление на глубине 4000 метр:

$$P_g = 0.1 \times 2.3 \times 4000 = 920 \text{ кгс/см}^2.$$

Скелетная энергия:

$$P = P_{гор} - P_{пор} = 920 - 640 = 280 \text{ кгс/см}^2.$$

Отсюда 12% от P составляет 34 кгс/см² и тогда необходимый удельный вес продавочного раствора будет:

$$P = (640 - 34) \times 10 / 4000 = 1510 \text{ кг/м}^3 \text{ или } 1.51 \text{ г/см}^3.$$

Если при выбранных значениях плотности бурового раствора наблюдается посадки или затяжки бурового инструмента, оптимальное значение плотности бурового раствора следует подобрать путем ступенчатого ее повышения.

Допускается в случае поглощения бурового раствора в процессе бурения (с выходом или с потерей промывочной жидкости), при входе в продуктивные пласты с гидростатическим давлением равной ближе к пластовому давлению. Дальнейшее бурение в подобных условиях должно осуществляться согласно специальному плану с комплексом мероприятий по предотвращению газаводопроявлений, согласованному с противодонной службой. Не допускается изменение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0.02 г/см³ от установленного проектом. Рецепт и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора разрабатываются научно-исследовательскими организациями, а контролируется на основе регламентов. Обработка бурового раствора химическими реагентами и утяжелителем проводится в соответствии разработанному регламенту. До замещения в утяжеленную промывочную жидкость дизель, и различные реакторы для увеличения смазочных свойств, а также ПАВ первоначально необходимо произвести анализ на оценку образования коагуляционных структур и взаимодействия углеводородной добавки с поверхностью промывочной жидкости [12, 13].

В процессе бурения и промывки скважины свойства бурового раствора должны контролироваться с периодичностью, установленной для данной площади. Необходимо определить контрольные реологические характеристики промывочной жидкости один раз в неделю контролироваться лабораторий бурового предприятия с предоставлением на буровую предписания и

инструкцией с рецептурой на регулирование свойств промывочной жидкости к разработанному регламенту. До и после входа бурением в пласты с АВПД при начале циркуляции скважины после СПО (спускоподъемных операции) буровых колонн, ГИС (геофизических исследований скважин), межремонтных работ оборудования и механизмов, немедленно после подачи циркуляции буровыми насосами необходимо вести контроль за параметрами промывочной жидкости, на определение удельного веса, текучести и газосодержания. При входе бурением в газовые пласты и последующее наращивание глубины скважины бурением (до спуска следующей предусмотренной обсадной колонны) необходимо с проведением анализа с определением газонасыщенности в буровом растворе [14, 15].

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то должны быть приняты меры по его дегазации, а также определить причину попадания в состав раствора пластового газа (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т. д.) и их устранению. Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, не допускается с подачей утяжеленных промывочных жидкостей несколькими частями. При использовании различных видов промывочной жидкости, а также промывочные жидкости на углеводородной основе анализ дополнительных реологических показателей, способствующих каждому виду промывочной жидкости, и их стабилизация, регулирование проводятся согласно соответствующим инструкциям.

Процесс очистки при промывке промывочной жидкости от шлама произвести высокотехнологическими очистными сооружениями утвержденных в техническом проекте, в следующем порядке дегазатор – оборудование очистки мелких шламов (песко – илоотделитель) – оборудование для обработки твердых структур (центрифуга).

При применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инертно – эмульсионных и др.) должны быть приняты меры по предупреждению негативного воздействия на рабочие места и загазованность – принять немедленное действие по их устранению [16].

Анализ и результаты исследования

Для бурения исследуемой наклонно-направленной скважины создан особый специализированный вид разработанной промывочной жидкости, с полным представлением вида, всех параметров и компонентов, а также состав буровых растворов по интервалам.

При бурении скважины, начиная от нуля до глубины 800 метров, использовался нефтеэмульсионный гуматно-лигносульфонатный раствор (НГЛР), для разбуривания неустойчивых песчано-глинистых пород четвертичного отложения и стабилизации боковой части цилиндрической основы скважины.

С целью регулирования показателей промывочной жидкости использовались реагенты стабилизаторы: углещелочной реактив и соли лигносульфонатных кислот, для устойчивости пластовой температуры феррохром-лигносульфонат модернизированный. Для стабилизации щелочности промывочной жидкости, а также растворения лигносульфоната в жидкости затворения использовался едкий натрий. Из специализированных реакторов,

предусмотренных по свойству с целью защиты от воды твердых частиц промывочной жидкости и для уменьшения износа буровых забойных элементов, а также увеличения смазывающего качества применялся дизель и другие виды реакторов. Для предотвращения появления пены в промывочной жидкости применялось поверхностно-активное вещество. Величина, характеризующая меру активности ионов водорода в растворе и кислотности pH, составила 8.5-9.0.

Порядок работ по обработке с добавками НГЛР

В мешалку типа ГМ-4 объемом 4 м³ заполняется вода в объеме 2 м³, и засыпаем 60 кг технического едкого натрия – производится размешивание около 20 минут, после добавляется 0.6 тонн углещелочного реактора во время периодического кручения мешалки и заполняется водой в объеме 2 м³. Приготавливаемая добавка размешивается около 60-90 минут, затем перемешивается в циркулирующую промывочную жидкость с периодом времени одного цикла промывки скважины. В начальной обработке к 100 м³ промывочной жидкости для регулирования реологических свойств добавить 8 м³ углещелочного реагента [17, 18].

В мешалку типа ГМ-4 объемом 4 м³ заполняется вода в объеме 2 м³ и добавляется 70-80 кг технического едкого натрия – производится размешивание около 15-20 минут, после этого добавляется 0.7-0.8 тонн лигносульфонат конденсированная сульфит-спиртовая барда в процессе кручения мешалки и заполняется водой в объеме 2 м³. Добавка размешивается в течение 60-90 минут, затем перемешивается в циркулирующую промывочную жидкость с периодом времени одного цикла промывки скважины. В начальной обработке к 100 м³ промывочной жидкости для регулирования реологических свойств добавить 8 м³ лигносульфоната конденсированного сульфит-спиртовой барды.

На 100 м³ промывочной жидкости дизель 12-15 м³ и графита 0.5-0.7 тонн. Поверхностно активное вещество добавляется в промывочную жидкость с целью предотвращения появления пены. На 100 м³ бурового раствора необходимо добавить поверхностно активное вещество – 0.2-0.4 тонн. Вышеуказанные реактивы один за другим перемешиваются в циркулирующую промывочную жидкость с периодом времени одного цикла промывки скважины с учетом требуемого количества промывочной жидкости

для регулирования реологических свойств [19, 20].

В дальнейшем регулирование свойств промывочной жидкости типа НГЛР выполняется для уменьшения текучести и определения объема фильтрации промывочной жидкости, а также водоотдачи до установленных величин параметров. В случае падения pH раствора ниже значения следует ввести в раствор необходимое количество NaOH. Приготовление и добавка реагентов в дальнейшем осуществляется по мере необходимости.

Параметры нефтеэмульсионного гуматно-лигносульфонатного раствора примененного на скважине 707 на площади Западный Челекен приведены в таблице 1.

С целью очистки от выбуренной породы ствола наклонно-направленных скважин необходим выбор соответствующей мощности бурового насоса, удельный вес и все специфические свойства промывочной жидкости. Успешная промывка скважины из показателей реологических параметров буровой промывочной жидкости в первую очередь обусловлена от СНС и текучести.

В процессе строительства скважины с глубины 800 метров до глубины 2764 метров в искривленных участках применялась промывочная жидкость типа «Версадрил» в глубинах высоких температур +104 °С, с целью вдавления неустойчивых пород красноцветного горизонта и вход с бурением нефтегазонасыщенных коллекторов скважины, стабилизации боковой части цилиндрической основы скважины и чрезмерного насыщения выбуренной породы. Обеспечивает стабильность параметров раствора в зоне повышенных температур [21, 22].

Растворы на углеводородной основе обеспечивают возможность бурения в неустойчивых, набухающих или расширяющихся водонасыщенных пластах, исключают сальникообразование и неподвижность бурильной колонны в связи с перепадом давлений (гидростатическое и пластового).

Они обладают лучшими смазывающими функциями, предохраняют КНБК (компоновку низа бурильных колонн) от износа и трения [23, 24].

Эта система является промывочной жидкостью на основе дизельного топлива с сильно эмульгированной системой, которая выдерживает высокие температуры и при этом не теряет реологические показатели качества буровой промывочной жидкости. Она успешно используется для бурения сверхглубоких поисково-разведочных скважин в условиях аномально высоких

Таблица 1
Параметры нефтеэмульсионного гуматно-лигносульфонатного раствора

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора					
	От (верх)	До (низ)	Плотность г/см ³	Условная вязкость, сек.	Водоотдача, см ³ /30 мин	Корка, мм	СНС, кгс/см ² Через, мин	
							1	10
н/э гуматно-лигносульфонатный	0	200	1.40	40-60	10-12	2-3	20-40	50-70
	200	800	1.47	40-60	10-12	2-3	20-40	50-70
	Интервал, м		Параметры бурового раствора					
			Состав твердой фазы, % об.			pH	Минерализация, мг/л	Плотность до утяжеления г/см ³
	От (верх)	До (низ)	V _{коллоид. акт. вещество}	V _{песок}	V _{сумма}			
	0	200	14.03	5	19.03	9-9.5	13-15	1.2
200	800	16.69	5	21.69	9-9.5	13-15	1.2	

пластовых давлений.

Замещение нефтеэмульсионного гуматно-лигносульфонатного раствора на раствор с углеводородной основой, произвели, не вскрывая цементный стакан 339.7 мм кондуктора.

В таблице 2 показано требуемое количество материалов и химических реагентов для поочередного изготовления промывочной жидкости на углеводородной основе в процентных долях дизель/вода 85/15.

Приготовление рецептуры раствора на углеводородной основе в промышленных условиях на 1 м³ раствора: в одну из емкостей заливают необходимое количество солянки (0.5 м), затем при интенсивном перемешивании через воронку с помощью струи центробежных насосов и мешалок вводят эмульгаторы ПАВ-Версамул и Версакодт, добиваясь их полной растворимости. В другой ёмкости готовят минерализованную воду (содержащую CaCl₂) требуемой активности. В ёмкость с обработанным реагентом

дизельным топливом медленно добавляют минерализованную воду через воронку миксера, тщательно перемешивая (дополнительно можно добавить сухой порошок CaCl₂). Затем вводится негашеная известь (CaO), тщательно перемешивается 30-60 минут и вводится реагент понизитель фильтрации – Версагрол, мешается 30-60 минут. В полученный исходный раствор добавляется барит до требуемой плотности и перемешивается час. Определяются технологические параметры готового раствора [25].

Необходимостью является последовательность ввода реагентов и механическое перемешивание системы. В связи с этим на буровых должны использоваться миксеры постоянной скорости ($n = 2000$ об/мин. и более), а на буровой должны использоваться гидромониторные и механические перемешиватели.

Параметры раствора на углеводородной основе для бурения под техническую колонну и под эксплуатационную колонну приведены в таблице 3.

Таблица 2

Материалы и химические реагенты для поочередного изготовления промывочной жидкости

№	Название материалов и хим. реагентов	Необходимое количество		
		800 м (339.7 мм) кондуктор (162 м ³) $\rho = 1.47$ г/см ³	800-2119 м (311.15 мм) техническая колонна (348 м ³) $\rho = 1.68$ г/см ³	2119-2764 м (215.9 мм) эксплуатационная колонна (246 м ³) $\rho = 1.81$ г/см ³
1	Дизель	102	214	151
2	Poliogel (органофильный бентонит)	4	7	6
3	Известь CaO	7	14	10
4	СТАВ – DT (эмульгатор)	4	8	6
5	NeoInvert GF марки 1 (гидрофобизатор)	3	5	4
6	Poli STJ (кальций хлор CaCl ₂)	9	18	13
7	Polioilchek Filtr-GS (понижитель фильтрации)	4	7	6
8	Polioilchek Wis (понижитель вязкости)	2	3	2
9	Poliantifrik (добавка против прихвата бурильного инструмента)	3	5	4
10	Опилка	0.162	0.348	0.246
11	Карбонат кальция CaCO ₃ (крупные зерна)	0.162	0.348	0.246
12	Карбонат кальция CaCO ₃ (средние зерна)	0.162	0.348	0.246
13	Карбонат кальция CaCO ₃ (мелкие зерна)	0.162	0.348	0.246
14	Барит (утяжелитель)	146	122	56

Таблица 3

Параметры раствора на углеводородной основе

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора					
	От (верх)	До (низ)	Плотность г/см ³	Условная вязкость, сек.	Водоотдача, см ³ /30 мин	Корка, мм	СНС, кгс/см ² через, мин	
							1	10
Раствор на углеводородной основе	800	2119	1.68	50-70	3-4	0.5-1	5-15	5-20
	2119	2764	1.81	50-70	2-3	0.5	5-15	5-20
	Интервал, м		Параметры бурового раствора					
			Состав твердой фазы, % об.			рН	Минерализация, мг/л	Плотность до утяжеления г/см ³
	От (верх)	До (низ)	V _{нефть}	V _{тв.ф}	V _{жид}			
	800	2119	65.09	18.64	16.27	9-9.5	15-17	1.47
	2119	2764	66.01	17.2	16.79	9-9.5	15-17	1.68

Из-за отсутствия новых данных гидродинамических исследований, при проектировании рецептуры бурового раствора все данные для составления регламента были взяты из ранее пробуренных скважин. При бурении наклонной части скважины с плотностью бурового раствора 1.74 г/см³, на глубине 2120 м из-за перепада давления произошел прихват бурильного инструмента. После освобождения бурильного инструмента бурение продолжали снижением удельного веса бурового раствора до 1.62 г/см³, что успешно довели бурением до проектной глубины.

В растворе на углеводородной основе (РУО) при бурении скважин есть и некоторые недостатки, что

требует соблюдения правил технической и пожарной безопасности [26].

РУО обладает повышенной пожаро опасностью, и требуют дополнительных мероприятий по охране окружающей среды (утилизация, замкнутый цикл циркуляции, хранение материалов и замещенного раствора и др.).

При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/см³ работы должны быть приостановлены, а люди выведены из опасной зоны. Температура самовоспламенения раствора на углеводородной основе должна на 50 °С превышать максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины.

Выводы

- Разработанная рецептура бурового раствора успешно выполнила свою цель и задачу.
- Отсутствие свежих (обновленных) данных гидродинамических исследований ранее пробуренных скважин могут привести к осложнениям и в дальнейшем к аварийным ситуациям.
- При очистке забоя наклонно-направленной скважины необходимо соблюдать параметры раствора по проекту
- При бурении на растворе углеводородной основы необходимо соблюдать правила технической и пожарной безопасности.

Литература

1. Гауф, В. А. (1998). Программа по буровым растворам для бурения вторых стволов и вскрытие продуктивного пласта Федоровского УПНПиКРС. *Волгоград: ОАО «Сургутнефтегаз».*
2. Мирзаджан-заде, А. Х., Сидоров, Н. А., Ширин-Заде, С. А. (1976). Анализ и проектирование показателей бурения скважин. *Москва: Недра.*
3. Мирзаджан-заде, А. Х., Ширин-Заде, С. А. (1986). Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. *Москва: Недра.*
4. Сулейманов, Б. А., Велиев, Э. Ф., Шовгенов, А. Д. (2022). Теоретические и практические основы цементирования скважин. *Москва-Ижевск: ИКИ.*
5. Хузина, Л. Б., Шайхутдинова, А. Ф., Кязимов, Э. А. (2023). К вопросу исследования вибрационного устройства для предупреждения прихватов при строительстве нефтяных и газовых скважин. *Scientific Petroleum*, 1, 32-42.
6. Ратов, Б. Т., Бондаренко, Н. А., Мечник, В. А. и др. (2022). Исследование структуры и прочностных свойств буровой вставки WC-Co с различным содержанием CrB₂ спеченной вакуумным горячим прессованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 37-46.
7. Чижов, А. П., Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. и др. (2022). Геомеханические аспекты совершенствования бурения скважин в сложных горнотехнических условиях. *SOCAR Proceedings*, SP1, 1-8.
8. Рачкевич, Р. В., Чудык, И. И., Рачкевич, И. А., Аль-Танаки Ахмед. (2022). Анализ напряженно-деформированного состояния участка бурильной колонны в интервале скважины с каверной. *SOCAR Proceedings*, SP2, 1-8.
9. Деряев, А. Р. (2022). Разработка конструкции скважин для многопластовых месторождений с целью одновременной раздельной эксплуатации одной скважиной. *SOCAR Proceedings*, 1, 94-102.
10. Деряев, А. Р., Гулатаров, Х., Эседулаев, Р., Аманов, М. (2020). Технология бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин и их расчеты для проектирования. Монография. *Ашгабат: Ылым.*
11. Левик, Н. П., Пеньков, А. И. (1985). Эффективность применения алюмокалиевых растворов при разбуривании неустойчивых глинистых отложений. *Нефтяная промышленность. Серия «Нефтегазовая геология, геофизика и бурение»*, 7.
12. Леонов, В. А. (2001). Способ адаптивной оптимизации пластового давления. Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения. *Тезисы докладов VIII Международной специализированной выставки «Нефть, газ. Нефтехимия».* Казань.
13. Деряев, А. Р. (2021). Рекомендации по использованию буровых растворов для успешного ведения буровых работ на месторождении Северный Готурдепе. *Актуальные исследования*, 51(78), 14–22.
14. Леонов, В. А., Донков, П. В., Суслов, А. А. (2002). Разукрупнение объектов разработки как средство адаптации гидродинамических моделей. *Технологический форум SIS GeoQuest.* Сочи.
15. Леонов, В. А., Донков, П. В., Войтов, О. В., Сорокин, А. В. (2003). Воздействие на группу пластов одной сеткой скважин при разработке новых объектов. *Материалы XII Европейского симпозиума повышения нефтеотдачи пластов «Нефть, газ. Нефтехимия – 2003».* Казань.
16. Лушпеева, О. А., Проводников, Г. Б., Кесева, Н. Т., Корикова, Л. В. (2001). Разработка и исследование рецептур буровых растворов для бурения боковых стволов. Сборник научных трудов «Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона». Выпуск 3. *Екатеринбург.*
17. Гулатаров, Х., Деряев, А. Р., Эседулаев, Р. Э. (2019). Особенности технологии бурения горизонтальных скважин способом электробурения. Монография. *Ашгабат: Наука.*
18. Рязанов, Я. А. (2005). Энциклопедия по буровым растворам. *Оренбург: Летопись.*

19. Шипилин, А. Г., Васильев, Ю. С., Семенец, В. И. (1992). Техника и технология бурения горизонтальных скважин за рубежом. *Москва: Нефтяное хозяйство.*
20. Деряев, А. Р. (2012). Опыт бурения скважин с горизонтальным окончанием ствола Западном Туркменистане. Сборник статей института «Небитгазылымытаслама». Выпуск 2(29). *Ашгабат: Туркменская Государственная служба печати.*
21. Infotek Group (1989). *Internal Baker Hughes study.*
22. Kelly, J. L. Jr., (1990). Forecasting the life of rock-bit journal bearings. *SPE Drilling & Completion*, 5(02), 165-70.
23. Slayton, M. (1990). Horizontal efforts to test new methods of marginal wells. *The Land Rig Newsletter*, 3.
24. Spears and Associates Inc. (1990). The worldwide horizontal well market 1989-1995. *Baker Hughes Inc. Commissioned Study.*
25. Stewart, O. D., Williamson, D. R. (1988, May). Horizontal drilling aspects of the helder field redevelopment. In: *20th annual Offshore Technology Conference, Houston.*
26. Wilkerson, J. P., Smith, J. H., Stagg, T. O., Walters, D. A. (1988). Horizontal drilling techniques at Prudhoe Bay, Alaska. *Journal of Petroleum Technology*, 40(11), 1445-1451.

References

1. Gauf, V. A. (1998). Programma po burovym rastvoram dlya bureniya vtoryh stvolov i vskrytie produktivnogo plasta Fedorovskogo UPNPiKRS. *Volgograd: OAO «Surgutneftegaz».*
2. Mirzadzhan-zade, A. H., Sidorov, N. A., Shirin-Zade, S. A. (1976). Analiz i proektirovanie pokazatelej bureniya skvazhin. *Moskva: Nedra.*
3. Mirzadzhan-zade, A. H., Shirin-Zade, S. A. (1986). Povyshenie effektivnosti i kachestva bureniya glubokih skvazhin. *Moskva: Nedra.*
4. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Shovgenov, A. D. (2022). Well cementing: fundamentals and practices. *Moscow-Izhevsk: ICS.*
5. Khuzina, L. B., Shaykhutdinov, A. F., Kazimov, E. A. (2023). To the question of the study of a vibration device to eliminate seizures during the construction of oil and gas wells. *Scientific Petroleum*, 1, 32-42.
6. Ratov, B. T., Bondarenko, N. A., Mechnik, V. A., et al. (2022). A study of the structure and strength properties of the WC-Co drill insert with different CrB2 content sintered by vacuum hot pressing. *SOCAR Proceedings*, 1, 37-46.
7. Chizhov, A. P., Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., et al. (2022). Geomechanical aspects of improving well drilling in difficult mining conditions. *SOCAR Proceedings*, SP1, 1-8.
8. Rachkevych, R. V., Chudyk, I. I., Rachkevych, I. A., Al-Tanakchi Ahmed. Application of fuzzy logic for risk assessment of investment projects. *SOCAR Proceedings*, SP2, 1-8.
9. Deryaev, A. R. (2022). Well design development for multilayer horizons for the simultaneous separate operation by one well. *SOCAR Proceedings*, 1, 94-102.
10. Deryaev, A. R., Gulatarov, H., Esedulaev, R., Amanov, M. (2020). Tekhnologiya bureniya naklonno-napravlenykh i gorizontalnykh skvazhin i ih raschety dlya proektirovaniya. Monografiya. *Ashgabat: Ylym.*
11. Levik, N. P., Pen'kov, A. I. (1985). Effektivnost' primeneniya alyumokalievyykh rastvorov pri razburivani neustojchivykh glinistykh otlozhenij. *Neftyanaya promyshlennost'. Seriya «Neftegazovaya geologiya, geofizika i burenie»*, 7.
12. Leonov, V. A. (2001). Sposob adaptivnoy optimizatsii plastovogo davleniya. Novejshie metody uvelicheniya nefteotdachi plastov – teoriya i praktika ih primeneniya. *Tezisy dokladov VIII Mezhdunarodnoj specializirovannoy vystavki «Neft', gaz. Neftekhimiya».* Kazan.
13. Deryaev, A. R. (2021). Rekomendatsii po ispol'zovaniyu burovyykh rastvorov dlya uspeshnogo vedeniya burovyykh rabot na mestorozhdenii Severnyj Goturdepe. *Aktual'nye issledovaniya*, 51(78), 14–22.
14. Leonov, V. A., Donkov, P. V., Suslov, A. A. (2002). Razukrupnenie ob'ektov razrabotki kak sredstvo adaptatsii gidrodinamicheskikh modelej. *Tekhnologicheskij forum SIS GeoQuest. Sochi.*
15. Leonov, V. A., Donkov, P. V., Vojtov, O. V., Sorokin, A. V. (2003). Vozdejstvie na gruppu plastov odnoj setkoj skvazhin pri razrabotke novyykh obektov. *Materialy vystavki XII Evropejskogo simpoziuma povysheniya nefteotdachi plastov «Neft', gaz. Neftekhimiya – 2003».* Kazan.
16. Lushpeeva, O. A., Provodnikov, G. B., Keseva, N. T., Korikova, L. V. (2001). Razrabotka i issledovanie rezeptur burovyykh rastvorov dlya bureniya bokovykh stvolov. Sbornik nauchnykh trudov «Voprosy geologii, bureniya i razrabotki neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdenij Surgut'skogo regiona». Vypusk 3. *Ekaterinburg.*
17. Gulatarov, H., Deryaev, A. R., Esedulaev, R. E. (2019). Osobennosti tekhnologii bureniya gorizontalnykh skvazhin sposobom elektrobureniya. Monografiya. *Ashgabat: Nauka.*
18. Ryazanov, Ya. A. (2005). Enciklopediya po burovym rastvoram. *Orenburg: Letopis'.*
19. Shipilin, A. G., Vasil'ev, Yu. S., Semenev, V. I. (1992). Tekhnika i tekhnologiya bureniya gorizontalnykh skvazhin za rubezhom. *Moskva: Neftyanoe hozjajstvo.*
20. Deryaev, A. R. (2012). Opyt bureniya skvazhin s gorizontal'nym okonchanie stvola Zapadnom Turkmenistane. Sbornik statej instituta «Nebitgazylymytaslama». Vypusk 2(29). *Ashgabat: Turkmeniskaya Gosudarstvennaya sluzhba pechati.*
21. Infotek Group (1989). *Internal Baker Hughes study.*
22. Kelly, J. L. Jr., (1990). Forecasting the life of rock-bit journal bearings. *SPE Drilling & Completion*, 5(02), 165-70.
23. Slayton, M. (1990). Horizontal efforts to test new methods of marginal wells. *The Land Rig Newsletter*, 3.
24. Spears and Associates Inc. (1990). The worldwide horizontal well market 1989- 1995. *Baker Hughes Inc. Commissioned Study.*
25. Stewart, O. D., Williamson, D. R. (1988, May). Horizontal drilling aspects of the helder field redevelopment. In: *20th annual Offshore Technology Conference, Houston.*
26. Wilkerson, J. P., Smith, J. H., Stagg, T. O., Walters, D. A. (1988). Horizontal drilling techniques at Prudhoe Bay, Alaska. *Journal of Petroleum Technology*, 40(11), 1445-1451.

Выбор бурового раствора для наклонно-направленной эксплуатационно-оценочной скважины

А. Р. Деряев

НИИ природного газа ГК «Туркменгаз», Ашгабат, Туркменистан

Реферат

Цель статьи заключается в рассмотрении проектирования по выбору бурового раствора для наклонно-направленной эксплуатационно-оценочной скважины №707 месторождения Западный Челекен в береговых зонах прибрежной акватории Каспия, с целью успешного бурения. Для проектирования и разработки регламента буровых растворов были использованы материалы ранее пробуренных скважин и правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, а также применен опыт зарубежных компаний по приготовлению раствора на углеводородной основе. Данная работа может быть использована, для выполнения поставленных задач при бурении наклонно-направленных скважин и по составлению регламента буровых растворов в экстремально сложно горно-геологических условиях при аномально высоких пластовых давлениях.

Ключевые слова: вязкость; статистическое напряжение сдвига (СНС); глинистая корка; гидроразрыв; поглощение; прихват; поровое давление; горное давление.

Maili istiqamətli istismar-qiyəmtəndirmə quyusu üçün qazma məhlulunun seçimi

A. R. Deryaev

«Türkmənqaz» DK, Təbii Qaz ETİ, Aşqabad, Türkmənistan

Xülasə

Məqalənin məqsədi Xəzər akvatoriyasının sahil zonalarındakı Qərbi Çeleken yatağının 707 nömrəli maili istiqamətli istismar-qiyəmtəndirmə quyusu üçün uğurlu qazıma məqsədilə qazma məhlulu seçiminin layihələndirməsini nəzərdən keçirməkdir. Qazma məhlulları rəqlamentinin layihələndirilməsi və işlənməsi üçün əvvəllər qazılmış quyuların materiallarından və neftqazçıxarma sənayesində təhlükəsizlik qaydalarından istifadə edilmiş, eləcə də karbohidrogen əsaslı məhlulun hazırlanması üzrə xarici şirkətlərin təcrübəsi tətbiq edilmişdir. Təqdim olunan elmi işdən maili-istiqamətli quyuların qazılmasında qarşıya qoyulmuş vəzifələrin yerinə yetirilməsi və həddən artıq mürəkkəb dağ-geoloji şərtlərində anomal yüksək lay təzyiqləri zamanı qazma məhlullarının rəqlamentinin tərtib edilməsi üçün istifadə edilə bilər.

Açar sözlər: özlülük; statik sürüşmə gərginliyi (SSG); gil qabığı; hidravlik yarıma; udulma; tutulma; məsamə təzyiqi; dağ təzyiqi.