

УДК: 622.21; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2025-1.06>
<https://orcid.org/0009-0002-9665-2662>
<https://orcid.org/0000-0002-5346-3004>
<https://orcid.org/0000-0003-3997-8324>
<https://orcid.org/0000-0002-3163-153X>
<https://orcid.org/0000-0003-3807-2774>
<https://orcid.org/0000-0003-4707-3322>

ПОДБОР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ИХ ПЛОТНОСТИ



А.О. ЖАЙЛИЕВ¹,
докторант PhD,
zhajliyev1977@mail.ru



А.А. СЕЙДАЛИЕВ¹,
кандидат технических наук,
доцент,
askar.seidaliyev@yu.edu.kz



А.Е. КУТТЫБАЕВ²,
кандидат технических наук,
профессор,
a.kuttybayev@satbayev.university



А.Г. ГУСМАНОВА¹,
кандидат технических наук,
доцент,
aigul.gusmanova@yu.edu.kz

Б.Т. РАТОВ², доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Геофизика и сейсмология»,
b.ratov@satbayev.university

М.Т. ТАБЫЛГАНОВ¹, кандидат технических наук, доцент зав. кафедрой Нефтегазового
инжиниринга, maxat.tabylganov@yu.edu.kz

¹YESSENOV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 130000 г. Актау, 32 мкр

²SATBAYEV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин выбор и проектирование бурового раствора играют ключевую роль в обеспечении стабильности и безопасности бурового процесса. Буровой раствор должен обеспечивать устойчивость ствола скважины, эффективный вынос шлама и предотвращение различных осложнений, таких как обвалы, поглощение раствора, газонефтеводопроявления и другие геотехнические проблемы. В статье подробно рассматриваются основные принципы подбора буровых растворов, а также их состав и физико-химические свойства, которые могут изменяться в зависимости от геологических условий, таких как пористость и проницаемость пород, давление и температура в зоне бурения.

Особое внимание уделено регулированию плотности раствора, что имеет важное значение для предотвращения разрушений и поддержания стабильности ствола. Также рассматриваются методы промывки ствола скважины, которые позволяют эффективно очищать стенки от шлама, повышая производительность и снижая риски загрязнений. В статье анализируются и различные способы предотвращения осложнений, таких как поглощение раствора в пористые породы, что может существенно увеличить затраты на бурение. Приводятся примеры использования специальных добавок и модификаторов, которые помогают улучшить свойства раствора, повышая его стабильность и предотвращая проблемы, связанные с реакцией с горными породами.

Отдельное внимание уделяется современным модификациям буровых растворов, которые обладают улучшенными свойствами и эффективно функционируют в условиях высоких температур и давлений, характерных для сложных геологических ситуаций. Рассматриваются перспективы их применения в будущем и возможные инновации в данной области, что открывает новые возможности для повышения безопасности и экономичности буровых операций.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: поглощение, плотность раствора, буровой раствор, бурение, репрессия.

БҰРҒЫЛАУ ЕРІТІНДІЛЕРІН ТАҢДАУ ЖӘНЕ ОЛАРДЫҢ ТЫҒЫЗДЫҒЫН РЕТТЕУ

А.О. ЖАЙЛИЕВ¹, PhD докторант, zhajliev1977@mail.ru

А.А. СЕЙДАЛИЕВ¹, техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор
askar.seidaliyev@yu.edu.kz

А.Е. КУТТЫБАЕВ², техника ғылымдарының кандидаты, профессор,
a.kuttybayev@satbayev.university

А.Г. ГУСМАНОВА¹, техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор
aigul.gusmanova@yu.edu.kz

М.Т. ТАБЫЛГАНОВ¹, техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
mahat.tabylganov@yu.edu.kz

Б.Т. РАТОВ², техника ғылымдарының докторы, профессор, «Геофизика және сейсмология»
кафедрасының меңгерушісі, b.ratov@satbayev.university

¹YESSENOV UNIVERSITY,
Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қ., 32 ш/а.

²SATBAYEV UNIVERSITY,
Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Сәтбаевк-сі, 22

Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау процесінде бұрғылау процесінің тұрақтылығы мен қауіпсіздігін қамтамасыз етуде бұрғылау ерітіндісін таңдау және жобалау басты рөл атқарады. Бұрғылау ерітіндісі ұңғыма оқпанының тұрақтылығын, кесінділерді тиімді жоюды және әртүрлі асқынулардың алдын алуды қамтамасыз етуі керек, мысалы, құлау, лайдың сіңірілуі, газ, мұнай және су ағындары және басқа геотехникалық мәселелер. Мақалада бұрғылау ерітінділерін таңдаудың негізгі принциптері, сондай-ақ олардың құрамы мен физикалық-химиялық қасиеттері егжей-тегжейлі қарастырылады, олар геологиялық жағдайларға байланысты өзгеруі мүмкін, мысалы, тау жыныстарының кеуектілігі мен өткізгіштігі, бұрғылау аймағындағы қысым мен температура.

Ерітіндінің тығыздығын реттеуге ерекше назар аударылады, бұл бұзылудың алдын алу және бөшкенің тұрақтылығын сақтау үшін маңызды. Сондай-ақ, ұңғыма қабырғаларын шламнан тиімді тазартатын, өнімділікті арттыратын және ластану қаупін азайтатын ұңғыма оқпанын шаю әдістері талқыланады. Мақалада сонымен қатар бұрғылау шығындарын айтарлықтай арттыруға болатын кеуекті жыныстардағы лайдың сіңірілуі сияқты асқынулардың алдын алудың әртүрлі әдістері талданады. Ерітіндінің қасиеттерін жақсартуға, оның тұрақтылығын арттыруға және тау жыныстарымен реакцияларға байланысты проблемаларды болдырмауға көмектесетін арнайы қоспалар мен модификаторларды қолдану мысалдары келтірілген.

Күрделі геологиялық жағдайларға тән жоғары температура мен қысым жағдайында жақсартылған қасиеттері мен тиімді жұмыс істейтін бұрғылау ерітінділерінің заманауи модификацияларына ерекше назар аударылады. Бұрғылау жұмыстарының қауіпсіздігі мен үнемділігін арттырудың жаңа мүмкіндіктерін ашатын оларды болашақта қолдану перспективалары және осы саладағы ықтимал жаңалықтар қарастырылады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: сіңіру, сұйықтықтың тығыздығы, бұрғылау сұйықтығы, бұрғылау, репрессия.

SELECTION OF DRILLING FLUIDS AND THE REGULATION OF THEIR DENSITY

A.O. ZHAILIYEV¹, PhD student, zhajliev1977@mail.ru

A.A. SEIDALIYEV¹, candidate of Technical Sciences, associate professor askar.seidaliev@yu.edu.kz

A.E. KUTTYBAEV², candidate of technical sciences, professor, a.kuttybayev@satbayev.university

A.G. GUSMANOVA¹, candidate of Technical Sciences, aigul.gusmanova@yu.edu.kz

M.T. TABYLGANOV¹, candidate of Technical Sciences, Associate Professor, maxat.tabylganov@yu.edu.kz

B.T. RATOV², doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Geophysics and Seismology, b.ratov@satbayev.university

¹YESSEN OV UNIVERSITY,
Republic of Kazakhstan, 130000, Aktau, 32 md.

²SATBAYEV UNIVERSITY,
Republic of Kazakhstan, 050043, Almaty, Satpayev st. 22

In the process of drilling oil and gas wells, the selection and design of drilling fluids play a key role in ensuring the stability and safety of the drilling process. Drilling fluids should ensure wellbore stability, effective cuttings removal and prevention of various complications, such as collapses, mud absorption, gas, oil and water shows and other geotechnical problems. The article discusses in detail the basic principles of selecting drilling fluids, as well as their composition and physicochemical properties, which can vary depending on geological conditions, such as porosity and permeability of rocks, pressure and temperature in the drilling zone.

Particular attention is paid to regulating the density of the solution, which is important for preventing destruction and maintaining borehole stability. Also discussed are wellbore flushing methods that allow for effective cleaning of the walls from cuttings, increasing productivity and reducing the risk of contamination. The article also analyzes various ways to prevent complications, such as absorption of the solution in porous rocks, which can significantly increase drilling costs. Examples are given of the use of special additives and modifiers that help improve the properties of the solution, increasing its stability and preventing problems associated with reactions with rocks.

Special attention is paid to modern modifications of drilling fluids that have improved properties and function effectively under high temperatures and pressures typical of complex geological situations. Prospects for their future use and possible innovations in this area are considered, which opens up new opportunities for improving the safety and cost-effectiveness of drilling operations.

KEYWORDS: *absorption, density of the solution, drilling fluid, drilling, repression.*

Введение. Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. Основными проблемами при бурении скважин могут быть:

- поглощение (полное или частичное) бурового раствора в процессе бурения;
- осыпи и обвалы, кавернообразования;
- прихватоопасность;
- нефтепроявления.

В подбор и проектирование буровых растворов и промывки является важной частью процесса бурения скважин, так как правильный выбор и проектирование этих материалов напрямую влияют на эффективность бурения, безопасность, а также на сохранение целостности скважины и окружающей среды. Буровые растворы и промывочные жидкости играют ключевую роль в процессе бурения, обеспечивая множество функций, включая охлаждение и смазку бурового инструмента, удаление обломков горных пород из скважины, поддержание гидростатического давления в скважине, предотвращение обрушения стенок и предотвращение миграции флюидов между пластами [1].

Проектирование буровых растворов предполагает понимание этих факторов, что позволяет подобрать наиболее эффективный состав, обеспечивающий безопасное и эффективное бурение в различных геологических и эксплуатационных условиях.

Материалы и методы исследования. На месторождении морской коллекторы, от палеогенового до мелового возраста, сложены песчаниками и алевролитами (мелкозернистыми, среднезернистыми и тонкозернистыми), а также кварцевыми породами, характерными для юрских и триасовых продуктивных отложений, которые были изучены по макро описанию керна и шлама [2, 3]. Коллекторами являются песчаные породы, мелкозернистые и тонкозернистые песчаники, глинистые и сильно глинистые образования, а также карбонатные породы с разной степенью цементации, которые имеют специфические литолого-петрографические особенности.

В ходе геологических и геофизических исследований на месторождение морской широко использовался *полимерный буровой раствор (таблица 1)*, который обеспечивает стабилизацию горных пород, предотвращает их набухание и дисперсию, а также способствует снижению трения между бурильной колонной и стенками скважины. Эти растворы обладают высокими противоосыпными свойствами и способствуют улучшению кинетики бурения, снижая вероятность возникновения

прихватов и других технологических осложнений. Кроме того, они обеспечивают эффективную очистку ствола скважины от шлама и снижают негативное воздействие на проницаемость прискважинной зоны пласта.

Таблица 1 – Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Интервал (по стволу), м	Название (тип) раствора	Плотность раствора, кг/м ³	Название компонента	Плотность, кг/м ³	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
1000-2000	Полимерный	1050-1120	Каустическая сода	2130	1,0
			Кальц. сода	2500	1,0
			MIL-PAC R	1000	3,0
			MIL- PAC LV	1000	5,0
			New Drill Plus	1010	3,0
			UNI-CAL CF	1250	5,0
			KCL	1990	30
			CaCO ₃ (утяжелитель)	2700	20
			WO Defoam	1970	0,3
			Mil-Lube FK	-	3,0
			Техническая вода	1000	975

Для обеспечения эффективности бурения скважины [4], особенно при вскрытии продуктивных горизонтов в процессе разработки гидравлической программы промывки, ключевым фактором является правильный выбор параметров бурового раствора, в первую очередь его плотности $\rho_{бр}$ и объема прокачиваемого раствора Q . С увеличением угла отклонения α и длины скважины L возрастает вероятность потери устойчивости стенок, обвалов и осадков пород, а также увеличиваются силы трения, что может приводить к затяжкам и посадкам, прихватам бурильного инструмента и невозможности достижения проектных глубин при сплошной обсадке [5-8]. Увеличение глубины скважины, в свою очередь, ведет к росту гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в кольцевом пространстве [9, 10], что, в свою очередь, вызывает увеличение давления (репрессий) на продуктивный пласт.

На устойчивость стенок скважины также влияют такие факторы, как интенсивность искривления ствола, химический состав бурового раствора и его фильтрация, нарушение технологических режимов промывки и спускоподъемных операций. Для предотвращения обвалов и осыпей пород, как правило, помимо уменьшения водоотдачи бурового раствора, повышают его плотность. Однако в таком случае возникает противоречие, с одной стороны, необходимо увеличить плотность раствора, а с другой – это приводит к увеличению гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве скважины, что, в свою очередь, способствует росту давления (репрессий) на продуктивный пласт [11].

На основе накопленного опыта, полученного в процессе строительства скважин как на территории нашей страны, так и за ее пределами, установлено, что повышение плотности бурового раствора оказывает положительное влияние на предотвращение утраты устойчивости стенок скважины. Это, в свою очередь, дает

возможность продолжить процесс бурения и достичь проектной глубины без возникновения осложнений.

Например, при осуществлении бурения на морском месторождении, расположенном в Каспийском регионе, в вертикальном стволе скважины, в интервале глубин от 1500 до 2000 метров, после неоднократных посадок бурового инструмента было принято решение увеличить плотность бурового раствора с 1,10 до 1,24 г/см³ [2, 12].

Одновременно с этим была повышена условная вязкость раствора с 28 до 60 секунд, а также уменьшена водоотдача раствора за 30 минут с 4,0 до 2,3 см³. В результате проведенных мероприятий удалось успешно продолжить бурение скважины и достигнуть запланированной глубины без возникновения осложнений и непредвиденных трудностей.

Степень возрастания показателя плотности бурового раствора $\rho_{бр}$ находится в непосредственной зависимости от величины зенитного угла α , а также от текущего состояния ствола скважины. Данный параметр может изменяться в достаточно широких пределах, что делает его важной характеристикой в процессе бурения. Значимость и актуальность рассматриваемой проблемы связаны с объективной необходимостью проведения тщательного определения наиболее оптимального значения плотности бурового раствора $\rho_{бр}$. Это, в свою очередь, позволит гарантировать требуемый уровень устойчивости стенок скважины на протяжении всего бурового процесса, а также предотвратить возможное поглощение бурового раствора в породы пласта.

В данном технологическом процессе особое значение и ключевую роль играют такие важные и определяющие факторы, как уровень репрессии на пласт, эффективность и производительность используемых буровых насосов, общая глубина пробуренной скважины, а также различные геометрические характеристики самой скважины, включая ее диаметр, кривизну и другие параметры [13-16]. Дополнительно следует учитывать конструктивные особенности отдельных элементов бурильной колонны, так как они оказывают непосредственное влияние на ход и результат буровых работ [17,18].

Как известно, плотность бурового раствора в условиях совместимых для бурения интервала определяется на основе расчета, при котором гидростатическое давление в скважине $P_{СКВ}^{ГСТ}$ превышает пластовое давление $P_{пл}$ на величину допустимой гидростатической репрессии $P_{репр}^{ГСТ}$ согласно этому

$$P_{скв}^{сст} = P_{пл} + P_{репр}^{сст} \quad (1)$$

или

$$0,01 \rho_{бр} H = P_{пл} + P_{репр}^{сст} \quad (2)$$

откуда

$$\rho_{бр} = (P_{пл} + P_{репр}^{сст}) / 0,01H, \quad (3)$$

где H – глубина скважины по вертикали, м,

$$P_{пл} = \Gamma_{пл} H, \quad (4)$$

$\Gamma_{пл}$ – градиент пластового давления, МПа/м. Значение $P_{репр}^{ГСТ}$ регламентируется правилами безопасности [8] и зависит от H . При $H = 1200 \div 2500$ м превышение

гидростатического давления столба бурового раствора в скважине над пластовым должно составлять 5-10 %, но не более допустимого значения $P_{репр}^{гст} = 2,5$ МПа.

Научно-исследовательские работы, направленные на детальное изучение и определение основных параметров бурового раствора, а также анализ оптимальных режимов промывки скважины в процессе бурения [9, 10], изложены и систематизированы в приведенной (таблица 2).

Таблица 2 – Параметры бурового раствора и режима промывки

Глубина скважины по вертикали Н, м	Градиент пластового давления Г _{пл} , МПа	Пластовое давление P _{пл} , МПа	Давление гидроразрыва пласта P _{гдрзр} , МПа	Коэффициент изменения P _{пог} -K _{пог}	Давление поглощения пласта P _{пог} , МПа	Процент превышения гидростатического давления в скважине над пластовым K _п , %	Гидростатическая репрессия на пласт P _{гст репр} , МПа	Гидростатическое давление в скважине P _{гст сква} , МПа	Плотность бурового раствора ρ _{бр} , г/см ³	Допустимые значения	
										гидравлического сопротивления P _{гидр} , МПа	производительности буровых насосов (оптимальное) Q _н = Q _{опт} М ³ /с (л/с)
1000	0,0100	10,0	14,9	0,75	11,17	5,0	0,50	10,50	1,050	0,67	0,2639 (26,39)
	0,0105	10,5	15,23	0,80	12,64	6,0	0,63	11,13	1,113	1,51	0,3848 (38,48)
	0,0110	11,0	15,56	0,85	13,22	7,0	0,77	11,70	1,170	1,52	0,3866 (38,66)
	0,0115	11,5	15,89	0,90	14,30	8,5	0,95	12,95	1,245	1,85	0,4052 (40,52)
	0,0120	12,0	16,22	0,95	15,40	10,0	1,20	13,20	1,320	2,20	0,4265 (42,65)
1500	0,0100	15,0	22,35	0,75	16,76	5,0	0,75	15,75	1,050	1,01	0,0324 (32,40)
	0,0105	15,7	22,39	0,80	17,91	6,0	0,94	16,64	1,109	1,27	0,3536 (35,36)
	0,0110	16,5	23,34	0,85	19,83	7,0	1,15	17,65	1,176	2,18	0,4498 (44,98)
	0,0115	17,2	23,80	0,90	21,42	8,5	1,46	18,66	1,244	2,76	0,4921 (49,21)
	0,0120	18,0	24,33	0,95	23,11	10,0	1,80	19,80	1,320	3,31	0,5232 (52,32)

Приведены результаты расчета, согласно которому

$$P_{репр}^{гст} = (0,05 - 0,01)$$

$$P_{репр}^{гст} = K_n P_{пл} \tag{5}$$

В таблице также даны значения ρ_{бр}, вычисленные по формуле (3) для скважины с H = 1000, 1500 м при Г_{пл} = 0,01÷0,12, МПа/м.

Расчетные значения P_{сква}^{гст}, P_{сква}^{гст} и ρ_{бр} определены для случаев, когда в скважине коэффициент превышения давления над пластовым K_п составляет 5-10 %. Значение K_п зависит от изменения градиента пластового давления. Так, при Г_{пл} = 0,010 МПа/м K_п = 0,05; при Г_{пл} = 0,012 МПа/м K_п = 0,10.

Из данных таблицы видно, что при H = 1000 м репрессии P_{репр}^{гст/max} = 1,2 МПа, что меньше P_{репр}^{гст} = 2,5 МПа; при H = 1500 м P_{репр}^{гст/max} = 1,80 МПа

Плотность бурового раствора возрастает с увеличением Г_{пл} и не зависит от H.

В действующих правилах безопасности, регламентирующих проведение буровых работ [19], содержится указание на то, что с целью предотвращения возможной потери устойчивости стенок пробуренной скважины допускается увеличение значений плотности бурового раствора до такого предельного уровня, при котором создаваемая репрессия на пласт не превысит установленный допустимый предел, предусмотренный для всего рассматриваемого интервала условий, совместимых с безопасным процессом бурения. Данное требование подлежит обязательному применению как в отношении вертикально ориентированных скважин, так и в случае бурения наклонных и горизонтальных стволов [5]. При этом в данном контексте рост параметра ρ_{бр} непосредственно связан с воздействием кривизны ствола скважины, оказывающим влияние на сохранение устойчивости ее стенок в процессе бурения.

За счет регулирования плотности бурового раствора можно осуществлять контроль над величиной гидростатического давления, создаваемого столбом бурового раствора в стволе скважины. Это гидростатическое давление должно находиться в строгом балансе с пластовым давлением, давлением гидроразрыва пласта, а также с давлением, оказываемым буровым раствором на стенки скважины в процессе циркуляции (рисунки 1).

Поддержание такого баланса является критически важным для предотвращения возникновения потенциальных осложнений в процессе бурения, таких как газонефтеводопроявления, обрушение стенок скважины или неконтролируемый приток пластовых флюидов.



Рисунок 1 – Давление внутри скважины во время бурения

Следует отметить, что приведенная в данном исследовании количественная и качественная оценка степени воздействия значений плотности бурового раствора $\rho_{бр}$ на формирование репрессии $P_{репр}$ непосредственно относится к параметрам гидростатического давления, создаваемого в стволе скважины. В то же время в процессе выполнения буровых работ, а также при осуществлении различных технологических операций, связанных с промывкой, циркуляцией и прочими гидродинамическими воздействиями, дополнительно возникает повышенное гидродинамическое давление ($P_{дин} = P_{гидр}$). Это давление, действующее совместно с гидростатическим давлением столба бурового раствора, в значительной степени способствует увеличению общей репрессии на пласт, что необходимо учитывать при расчетах и регулировании параметров бурового процесса.

Наибольшее предельно допустимое значение репрессии, принимая во внимание дополнительное гидродинамическое давление $P_{дин}$, в соответствии с установленными нормативными требованиями, изложенными в Правилах безопасности, должно полностью исключать вероятность возникновения нежелательных осложнений, таких как гидроразрыв пород пласта или неконтролируемое поглощение бурового раствора в пласт. В связи с этим особенно важное значение приобретает корректное и точное определение оптимального режима промывки скважины, который позволит предотвратить развитие подобных нежелательных ситуаций и обеспечит безопасное ведение буровых работ.

В данной ситуации рассматриваемая задача сводится к проведению детального анализа и расчету допустимых величин гидравлических сопротивлений, возникающих при движении бурового раствора в кольцевом пространстве пробуренной скважины. Данный параметр обозначается как $P_{зидр}$ и является ключевым при оценке циркуляционных процессов. Кроме того, необходимо определить оптимальные показатели производительности буровых насосов ($Q_n = Q_{онм}$), которые обеспечат минимально возможное значение репрессивного давления, оказываемого на продуктивный пласт, тем самым предотвращая нежелательные осложнения, связанные с потерями бурового раствора.

Для проведения сравнительной оценки степени влияния таких важных факторов, как глубина пробуренной скважины и показатель плотности используемого бурового раствора, на рассматриваемые расчетные параметры, в первую очередь требуется определить величины $P_{зидр}$ и $Q_{онм}$ (в паскалях) для условий вертикальной скважины. Это позволит сформировать исходные данные для дальнейшего анализа и выбора оптимального режима промывки [2].

В данном случае задача заключается в определении предельно допустимых значений гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в кольцевом пространстве скважины $P_{зидр}$ и производительности буровых насосов ($Q_n = Q_{онм}$), которые обеспечат минимальное репрессивное давление на продуктивный пласт. Для сравнительной оценки воздействия глубины скважины и плотности бурового раствора на эти параметры, сначала необходимо рассчитать $P_{зидр}$ и $Q_{онм}$ (в паскалях) для вертикальной скважины [2].

$$P_{зидр}^{6c} = \lambda \rho_{6c}^{6c} H_{скв} Q_H^2 / \left[(d_\delta + d_{эл.бк})^3 (d_\delta - d_{эл.бк})^2 \right] \quad (6)$$

где λ – плотность разбурываемых пород;

ρ_{6c}^{6c} – плотность бурового раствора в вертикальной скважине, кг/м³;

$H_{скв}$ – вертикальная глубина скважины, м;

$d_\delta, d_{эл.бк}$ – диаметры долота и элемента бурильной колонны соответственно, м;

Q_n – подача буровых насосов, м³/с (л/с).

Решая уравнение (8), получем

$$Q_H = Q_{онм} = \sqrt{(P_{зидр}^{6c} / 0,04 \rho_{6c}^{6c}) \sum A_i}, \quad (7)$$

где $\sum A_i$ – параметр, отражающий влияние длины и диаметра каждого элемента бурильной колонны на Q_n . Например, если бурильная колонна состоит из двух элементов – утяжеленных бурильных труб (УБТ) и бурильных труб (при роторном бурении). То

$$\sum A_i = A_1 + A_2,$$

где

$$\left. \begin{aligned} A_1 &= \frac{l_{УБТ}}{(d_\delta - d_{УБТ})^3 (d_\delta + d_{УБТ})^2}; \\ A_2 &= \frac{l_{6m}}{(d_\delta - d_{6m})^3 (d_\delta + d_{6m})^2}, \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где $l_{УБТ}$ – длина УБТ, м. В вертикальной скважине

$$l_{\text{от}} = (H - l_{УБТ}),$$

в наклонной

$$l_{\text{от}} = (l_{\text{скв}} - l_{УБТ}), \quad (9)$$

где $l_{\text{от}}$ – длина бурильных труб, м; $L_{\text{скв}}$ – глубина скважины по длине ствола, рассчитанная по проектному профилю, м.

Критерием оптимизации Q_n является условие [5]:

$$\sum P_{\text{скв}} = P_{\text{скв}}^{2/ст} + P_{\text{скв}}^{2/дин} (P_{\text{гидр}}) \leq P_{\text{ног}}, \quad (10)$$

где $\sum P_{\text{скв}}$ – суммарное давление в скважине, МПа;

$P_{\text{скв}}^{2/ст}$ – гидростатическое давление столба бурового раствора, МПа

Для нахождения $P_{\text{скв}}^{2/дин}$, принятого равным $P_{\text{гидр}}$ в кольцевом пространстве скважины в процессе бурения, воспользуемся условием, согласно которому суммарное давление в скважине $\sum P_{\text{скв}}$ не должно превышать значений давления поглощения пласта $P_{\text{ног}}$.

Тогда условие (12) будет иметь вид

$$P_{\text{гидр}} \leq P_{\text{ног}} - P_{\text{скв}}^{2/ст} \quad (11)$$

Аналогично формуле (4)

$$P_{\text{ног}} = \Gamma_{\text{ног}} H, \quad (12)$$

где $\Gamma_{\text{ног}}$ – градиент давления поглощения пласта, МПа/м.

Значение $\Gamma_{\text{ног}}$ известно по данным горно-геологических условий. При отсутствии показателей сначала определяется давление гидроразрыва пласта (в мегапаскалях) [1]:

$$P_{\text{зр}} = 0,0083H + 0,66P_{\text{пл}} \quad (13)$$

Затем, используя зависимость между $P_{\text{ног}}$ и $P_{\text{зр}}$, находят

$$P_{\text{ног}} = K_{\text{ног}} P_{\text{зр}}; P_{\text{ног}} = (0,75-0,95)P_{\text{зр}}. \quad (14)$$

Аналогично измерению K_n принято, что $K_{\text{ног}}$ изменяется в зависимости от $P_{\text{зр}}$. Например, для скважины с пластовым давлением, равным гидростатическому, и с наименьшим значением $P_{\text{зр}} - K_n = 0,75$; в скважине с наименьшим значением $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{зр}} K_n = 0,95$. После нахождения $P_{\text{ног}}$ и $P_{\text{гидр}}$ определяется $Q_n = Q_{\text{опт}}$. Для практического использования выполненных исследований приведем пример расчета $Q_n = Q_{\text{опт}}$ для вертикальной скважин.

Результаты расчетов $Q_n = Q_{\text{опт}}$ в вертикальной скважине для различных сочетаний глубины скважины и градиентов пластового давления приведены в таблице. Определим $Q_n = Q_{\text{опт}}$ для вертикальной скважины.

Исходные данные для расчета:

глубина скважины $H = 1000$ м; градиент пластового давления $\Gamma_{\text{пл}} = 0,01$ МПа/м.

Состав КНБК: долото диаметром $d_o = 0,2159$ м; диаметр УБТ $d_{\text{УБТ}} = 0,165$ м; длина УБТ $l_{\text{УБТ}} = 74$ м; диаметр бурильных труб $d_{\text{отн}} = 0,127$ м; длина бурильных труб $l_{\text{отн}} = 900$ м. Способ бурения роторный.

Последовательность расчета (см. таблицу 2). По формуле (4) находится $P_{\text{пл}} = 10,0$ МПа; по формуле (5) при $K_n = 7\%$ (0,07) $P_{\text{репр}}^{\text{гст}} = 0,70$ МПа. Далее по формуле (1) $P_{\text{скв}}^{\text{гст}} = 11,70$ МПа, а затем по формуле (3) $\rho_{\text{бр}}^{\text{вс}} = 1170$ кг/м (1,170 г/см³). Требуемое значение (при $P_{\text{ноз}} = 13,02$ МПа; $K_{\text{ноз}} = 0,85$) определяется по формуле (13)

$$P_{\text{гидр}}^{\text{вс}} = 13,22 - 11,70 = 1,52 \text{ МПа} \approx 1,5 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Принимаем вс $P_{\text{гидр}}^{\text{вс}} = 1,5$ МПа ($1,5 \cdot 10^5$ Па).

$$Q_{\text{опт}} \leq \sqrt{(1,5 \cdot 10^6 / 0,04 \cdot 1170 \cdot 2,29 \cdot 10^5)} = 0,3866 \text{ м}^3 / \text{с} \cdot 38,66 (\text{л} / \text{с})$$

$$A1 = 71 / (0,2159 - 0,165)^3 (0,2159 + 0,165)^2 = 7,9 \cdot 10^4;$$

$$A2 = 900 / (0,2159 - 0,127)^3 (0,2159 + 0,127)^2 = 1,5 \cdot 10^5;$$

$$A = 7,9 \cdot 10^4 + 1,5 \cdot 10^5 = 2,29 \cdot 10^5$$

Оптимальная производительность буровых насосов $Q_n = Q_{\text{опт}}$ при вскрытии продуктивного пласта для принятых условий расчета находится по формуле (9)

Результаты и обсуждение. Проектирование и подбор бурового раствора — это сложный процесс, требующий глубокого понимания геологических условий, физико-химических свойств раствора и современных технологий бурения [20].

В процессе бурения геологические условия могут существенно изменяться, что требует оперативной корректировки состава, свойств бурового раствора, а также его плотности. Это особенно важно при переходе между различными геологическими горизонтами, где могут резко меняться такие параметры, как пластовое давление, температура, механические свойства пород, а также наличие флюидов (воды, газа или нефти). Например, при бурении через неустойчивые глинистые породы требуется повышение стабилизирующих свойств раствора, а при проходке через трещиноватые или поглощающие пласты — контроль плотности для предотвращения поглощения раствора.

Например, при бурении в зонах с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) требуется повышенная плотность раствора для обеспечения устойчивости ствола скважины и предотвращения выбросов. В то же время, при проходке через слабые или трещиноватые породы чрезмерная плотность может привести к гидроразрыву пласта и потерям раствора. Поэтому важно проводить тщательный анализ геолого-технических условий и использовать точные методы расчета плотности, такие как гидродинамическое моделирование и данные каротажа.

Кроме того, плотность бурового раствора должна быть адаптирована к изменяющимся условиям бурения. Например, при переходе между различными геологическими горизонтами, где могут резко меняться давление и тип пород, требуется

оперативная корректировка плотности. Это особенно важно для предотвращения осложнений, таких как обрушение стенок скважины, поглощение раствора или газонефтепроявления.

Таким образом, правильный расчет и контроль плотности бурового раствора являются важнейшими элементами успешного бурения, обеспечивающими стабильность скважины, безопасность работ и минимизацию затрат на ликвидацию осложнений.

Это подчеркивает важность использования современных технологий контроля и анализа, таких как каротаж в реальном времени, а также наличие квалифицированного персонала, способного быстро реагировать на изменения условий бурения. Только комплексный подход к проектированию и корректировке бурового раствора позволяет минимизировать риски осложнений и обеспечить эффективное прохождение скважины на всех этапах бурения.

Выводы и заключение. Подбор и проектирование буровых растворов, а также их промывка и регулирование плотности являются ключевыми аспектами успешного проведения буровых работ. Эти процессы напрямую влияют на эффективность бурения, безопасность и минимизацию рисков, связанных с геологическими условиями.

Правильный подбор состава бурового раствора обеспечивает устойчивость стенок скважины, предотвращает осложнения, способствует эффективному выносу шлама и минимизирует воздействие на пласт. Регулирование плотности раствора в зависимости от изменяющихся условий бурения позволяет поддерживать оптимальное забойное давление, что особенно важно при работе в сложных геологических условиях, таких как зоны аномально высокого пластового давления или неустойчивые породы.

Современные технологии и методы проектирования буровых растворов, включая использование химических добавок и инновационных материалов, позволяют адаптировать их свойства под конкретные задачи. Это способствует повышению экономической эффективности буровых работ, снижению экологической нагрузки и обеспечению безопасности персонала.

Таким образом, грамотный подбор и управление параметрами бурового раствора являются неотъемлемой частью успешного бурения, особенно в сложных геологических условиях. Дальнейшее развитие технологий и методов в этой области будет способствовать повышению эффективности и безопасности буровых операций в нефтегазовой отрасли. 🌐

***Благодарности:** Исследование финансируется Комитетом науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № AP23487822).*

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Ратов Б, Федоров Б, Куттыбаев А., Сарбопеева М., Бораш Б. Буровые инструменты, оснащенные комбинированным вооружением, для сооружения гидрогеологических и геотехнологических скважин. ГИАБ, 2022. Выпуск 9, Стр. 42 – 59. [Ratov B, Fedorov B, Kutybaev A., Sarbopееva M., Borash B. Burovye instrumenty, osnashchennye kombinirovannym vooruzheniem, dlya sooruzheniya gidro-geologicheskikh i geotekhnologicheskikh skvazhin. GIAB, 2022. Vypusk 9, Str. 42 – 59.]

- 2 Отчет. Спец исследование (анализ) керна, отобранного из скважины Огайское 79 контрактной территории месторождения "Морское". ТОО«Компания «Жахан», г. Атырау. 2020 г. [Отчет. Specissledovanie (analiz) kerna, otobranного iz skvazhiny Ogajsкое 79 kontraktной territorii mestorozhdeniya "Morskoe". ТОО«Компанија «Zhahan», g. Atyrau. 2020 g.]
- 3 Отчет. «Анализ разработки месторождения Морское», г. Атырау 2021 г. [Отчет. «Analiz razrabotki mestorozhdeniya Morskoe», g. Atyrau. 2021 g.]
- 4 Pat. 6617271 B1 USA, IC C04B 35/56. Tungsten carbide cutting tool materials / V. Y. Kodash, E. S. Gevorkian. Publ. 09.09.2003.
- 5 Mechnik V.A., Bondarenko N.A., Kolodnitskiy V.M., Zakiev V.I., Zakiev I.M., Ignatovich S.R., Dub S.N., Kuzin N.O. Effect of Vacuum Hot Pressing Temperature on the Mechanical and Tribological Properties of the Fe–Cu–Ni–Sn–VN Composites // Powder Metallurgy and Metal Ceramics. 2020, – 58(11-12). – 679–691. <https://doi.org/10.1007/s11106-020-00125-w>.
- 6 Borash A.R., Nurshakhanova L.K., Arshidinova M.T., Kenzhegaliyeva ZH.M., Zhanggirkhanova A.A. Improving the efficiency of PDC bits in oil and gas drilling // International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. 2023. <https://doi.org/10.5593/sgem2023/1.1/s06.84>.
- 7 Dong G., Chen P. 3D Numerical Simulation and Experiment Validation of Dynamic Damage Characteristics of Anisotropic Shale for Percussive-Rotary Drilling with a Full-Scale PDC Bit. Energies. 2018. 11(6). –1326. <https://doi.org/10.3390/en11061326>.
- 8 Билецкий М.Т., Ратов Б.Т., Бораш А.Р., Муратова С.К. Разработка нового устройства для осуществления имплозионного метода освоения скважин // Нефть и газ. 2023. – 1(133). – С. 29-42. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.03> [Bileckij M.T., Ratov B.T., Borash A.R., Muratova S.K. () Razrabotka novogo ustrojstva dlya osushchestvleniya implozionnogo metoda osvoeniya skvazhin // Neft' i Gaz. 2023. – 1(133). – S. 29-42. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-1.03>]
- 9 Chernova M., Kuntsyak Y., Ratov B., Sudakov A., Nuranbayeva, B. Substantiation of the use of polymer-composite materials, which reduce the influence of dynamic friction forces of macrostructural surfaces, when drilling wells / SGEM International Multidisciplinary Scientific GeoConference EXPO Proceedings. 2022. <https://doi.org/10.5593/sgem2022/1.1/s03.049>
- 10 Sudakov A., Dreus A., Ratov B. Substantiation of thermomechanical technology parameters of absorbing levels isolation of the boreholes // NEWS of National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. 2020. № 2(440). – P. 63–71. <https://doi.org/10.32014/2020.2518-170x.32>
- 11 Ratov B.T., Sudakov A.K., Sudakova D.A., Borash B.R. Modeling of drilling water supply wells with airlift reverse flush agent circulation // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. 2023. – № 1. – P. 53-60. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-1/053>
- 12 Dudlia M., Pinka J., Dudlia K., Rastsvietaiev V. Sidorova, M. Influence of Dispersed Systems on Exploratory Well Drilling. Solid State Phenomena, 2018. 277, 44–53. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/ssp.277.44>
- 13 Huang Z., Ma Y., Li Q., Xie, D. Geometry and force modeling, and mechanical properties study of polycrystalline diamond compact bit under wearing condition based on numerical analysis // Advances in Mechanical Engineering. 2017. – 9(6), 168781401770208. <https://doi.org/10.1177/1687814017702080>
- 14 Ihnatov A.O., Haddad J., Stavychnyi Ye.M., Plytus, M.M. Development and Implementation of Innovative Approaches to Fixing Wells in Difficult Conditions // Journal of the Institution of Engineers (India): Series D. 2022. <https://doi.org/10.1007/s40033-022-00402-5>

- 15 Kozhevnykov A.O., Dreus A.Yu., Baochang L., Sudakov A.K. Drilling fluid circulation rate influence on the contact temperature during borehole drilling // Scientific Bulletin of National Mining University. 2018. 1, 35–42. <https://doi.org/10.29202/nvngu/2018-1/14>
- 16 Liu C., Zheng X., Wang G., Xu M., Li Z. Research on Drilling Response Characteristics of Two-Wing PDC Bit. Sustainability. 2022. 12(1). – 406–406. <https://doi.org/10.3390/su12010406>
- 17 Togasheva A.R., Bayamirova R.Y., Zholbassarova A.T., Sarbopeyeva, M.D., Arshidinova M.T. Pilot field tests of shock-wave treatment of wells at the fields of JSC Ozenmunaigas // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. 2023.– 23(1.1). Pp.719–727. doi 10.5593/sgem2023/1.1/s06.86
- 18 Togasheva A., Bayamirova R., Sarbopeyeva M., Bisengaliev M., Khomenko V.L. Measures to prevent and combat complications in the operation of high-viscosity oils of western Kazakhstan // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences. 2024. Volume 1. Number 463. Pp.257–270. <https://doi.org/10.32014/2024.2518-170X.379>
- 19 Куттыбаев А.Е. Буровые станки. Учебное пособие. КазННТУ. 2020. 132 стр. ISBN 978-601-08-0263-6. [Kuttybaev A.E. Burovye stanki. Uchebnoe posobie. KazNITU. 2020. 132 str. ISBN 978-601-08-0263-6]
- 20 Давиденко А.Н., Ратов Б.Т., Игнатов А.А., Кожахмет Қ., Куттыбаев А.Е., Кенжегалиева Ж.М. Циркуляционные процессы при бурении скважин и их физико-химические особенности. Монография, Каспийский общественный университет, 2022. 242 стр. ISBN 978-601-08-0261-0. [Davidenko A.N., Ratov B.T., Ignatov A.A., Kozhahmet K., Kuttybaev A.E., Kenzhegalieva Zh.M. Cirkulyacionnye processy pri burenii skvazhin i ih fiziko-himicheskie osobennosti. Monografiya, Kaspijskij obshchestvennyj universitet, 2022. 242 str. ISBN 978-601-08-0261-0]