

температуры на выходе из скважины.

Средние температуры циркулирующей в скважине промывочной жидкости в диапазоне изменения ее начальной температуры от -40°C до -20°C отличаются друг от друга и от средней температуры ледовой толщи в интервале бурения примерно на $(1 - 2)^{\circ}\text{C}$. Это подтверждает возможность использования для аналитических методов исследования теплообменных процессов в бурении в этих условиях теплофизические характеристики циркуляционных сред, определяемые для средних температур слагающих разрез толщ.

Характер распределения температуры в циркуляционных потоках промывочной среды при бурении скважин облегчает оптимизацию основных технологических процессов ее проходки: разрушения забоя и работы породоразрушающего инструмента, промывки и крепления.

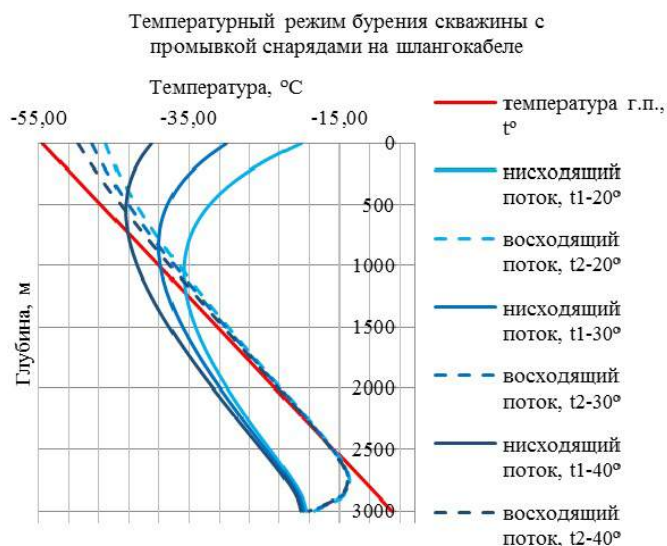


Рис. График зависимости температуры промывочной жидкости от глубины скважины для различных начальных температур ее циркуляции

Литература

1. Alemany and others, the SUBGLACIOR drilling probe: concept and design. (2014), submitted to Ann. Glaciol.
2. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. – М.: Недра, 1983. – 286 с.
3. Кудряшов Б.Б. Чистяков В.К., Литвиненко В.С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. – Л.: Недра, Л.О., 1991. – 295 с.
4. Чистяков В.К., Степанов В.И., Талалай П.Г. Промывочная жидкость для бурения скважин в ледовых отложениях. Патент РФ №2168532. Бюллетень изобретений № 16, 2001 г.

ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Д.К. Шульга

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Россия обладает около 21% шельфа Мирового океана (свыше 6 млн км²), при этом наиболее перспективный и доступный с точки зрения бурения шельф превышает 60% площади ее акваторий. Общепризнанным является высокий углеводородный потенциал шельфа России – суммарные извлекаемые ресурсы оцениваются многими ведущими отечественными специалистами в более чем 100 млрд тонн условного топлива (оценки западных экспертов намного скромнее), из которых газовая составляющая достигает 80%. При этом наибольший объем углеводородов (около 90%) сосредоточен в арктических морях [1].

Помимо трудностей, возникающих в процессе бурения на шельфе, также существует ряд факторов, негативно влияющих на эффективность способов заканчивания скважин на море. Обусловлено это рядом причин:

- качкой и дрейфом ПБУ;
- сильной обводненностью и неустойчивостью рыхлых пород разрезов;
- требованиями недопущения загрязнения окружающей среды;
- нахождением придонного устья скважины вне видимости бурильщика и обусловленными этим трудностями;
- повышенным износом бурового оборудования и инструментов из-за работы в агрессивной среде [2].

При заканчивании скважин на море необходимо учитывать, что шельфовые месторождения обладают целым рядом особенностей, влияющих на процесс заканчивания скважины. Проблемы, которые осложняют процессы, связанные с интенсификацией притока продуктивного пласта:

- неоднородность фильтрационно-емкостных свойств залежи по простиранию и вкрест простиранию;

- неблагоприятное соотношение подвижностей фильтрующихся в пласте фаз;
- гравитационное разделение фаз, приводящее к преимущественной фильтрации газа по верхней части пласта, и воды по его нижней части [3].

В целом, на процесс бурения и заканчивания скважин на море влияют естественные, технические и технологические факторы. Наибольшее влияние оказывают естественные факторы, определяющие организацию работ, конструктивное исполнение техники, ее стоимость, геологическую информативность бурения и т.п. К ним относятся гидрометеорологические, геоморфологические и горно-геологические условия. В свою очередь, гидрометеорологические условия характеризуются волнением моря, его ледовым и температурным режимами, колебаниями уровня воды и скоростью ее течения; геоморфологические условия определяются очертаниями и строением берегов, топографией и почвой дна, удаленностью точек заложения скважин от суши и обустроенных портов [4].

В связи с вышеописанными особенностями и проблемами заканчивания скважин на море предъявляются определенные требования к конструкции скважины. Различают два основных вида конструкций скважин с надводным и подводным расположением устья. Бурение с надводным расположением устья ведут со стационарных гидротехнических сооружений и с самоподъемных буровых установок. Технология бурения, заканчивания и испытания морских скважин с надводным расположением устья аналогична подобным работам на суше.

Бурение морских скважин с подводным расположением устья производится с буровых судов, полупогружных и самоподъемных буровых установок, а также с плавучих искусственных ледовых островов. Техника и технология бурения скважин с подводным расположением устья имеют ряд отличий от техники и технологии бурения на суше. После забивки в морское дно направления, играющего роль сваи, на нём устанавливают донную плиту, на которой монтируют подводный устьевой буровой комплекс массой 90-175 т и высотой до 12 м. Комплекс соединён с плавучей буровой платформой водоотделяющей колонной, на которой снаружи закреплены линии манифольда и выкида. Для натяжения водоизолирующей колонны применяют специальные системы натяжения, а в случае длинных колонн для уменьшения веса к ним крепят специальные поплавки. Подводный устьевой комплекс включает: блок дивертора и переходный блок с системами управления; блок превенторов (превенторы с трубными, глухими и срезающими плашками, а также универсальные превенторы); аварийную акустическую систему управления противовыбросовым оборудованием и др. Над верхним универсальным превентором может располагаться узел шарнирного соединения, допускающий изгиб водоотделяющей колонны в пределах 10° в любом направлении. На полупогружных буровых установках и буровых судах над вертлюгом размещают компенсатор вертикальных перемещений, позволяющий сохранять постоянную нагрузку на буровой инструмент при вертикальных перемещениях судна, вызванных волнением моря [5].

В морских скважинах направление спускают (забивают) на глубину 100 – 350 м в зависимости от ее общей глубины, а в некоторых особо опасных случаях (в том числе в сейсмических районах) – до глубины 1000 м. Диаметр кондуктора 273 – 426 мм, глубина спуска 1—3 км. Зачастую спускается несколько промежуточных колонн, которые цементируются от забоя до устья [6].

На данный момент при бурении на шельфе наиболее распространенной является многоколонная конструкция скважины. Ввиду вышеописанных различных особенностей шельфовых месторождения для предотвращения возникновения различных осложнений и аварий используют многоколонную конструкцию скважин с несколькими техническими колоннами. Это приводит к значительному увеличению диаметра скважины, повышенной металлоемкости скважины и дополнительным расходам. Кроме того, в разработку включаются всё большее число труднодоступных месторождений, т.е. наблюдается тенденция увеличения глубин бурения, протяженности скважин и усложнения геологических условий разреза. В связи с этим особенно актуальной становится проблема сохранения диаметра ствола скважины и эксплуатационных обсадных колонн, а также гидравлической изоляции проницаемых пластов, увеличения срока службы скважины и ее экономической пригодности [7].

Кардинальным решением выявленных проблем является отказ от конструкции скважины в традиционном понимании и строительство скважин монодиаметра с применением технологии расширяемых обсадных труб. Экономический эффект от широкомасштабного внедрения технологии монодиаметра оценивается примерно в 30-50% от стоимости и времени бурения в настоящее время и базируется на сокращении потребного количества материалов (цемента, металла, бурового раствора), выноса шлама и сокращении времени бурения [8]. Так же развитие технологии монодиаметра даст возможность рентабельной разработки небольших по запасам месторождений, а также бурения более глубоких скважин и скважин с большим отходом от вертикали.

Для обеспечения высоких дебитов морских скважин предъявляется ряд следующих условий:

- вскрытие продуктивного интервала пласта должно осуществляться горизонтальным стволом скважины максимально возможной протяженности. Определение длины горизонтального участка необходимо проводить с учетом эффективности удлинения (отношения удлинения горизонтального участка к приросту дебита).
- для работы скважины при высоких значениях депрессии необходимо оборудовать скважину гравийными намывными фильтрами, позволяющими избежать интенсивного пескопроявления за счет снижения, по сравнению с перфорацией, градиента давления в призабойной зоне.
- применение многозабойных (многоствольных) скважин.
- конструкция лифтовой колонны должна обеспечивать проектный дебит и гидродинамический режим работы эксплуатационной скважины. Диаметр и глубина спуска НКТ в продуктивный интервал необходимо определить с учетом необходимости поддержания устьевого давления достаточно длительный период времени

[9].

Обзор особенностей заканчивания скважин на морских месторождениях позволяет сделать вывод о том, что наблюдаются повышенные требования к качеству, герметичности и безопасности конструкции скважины. Это обусловлено высокой стоимостью строительства скважин на морских месторождениях, их тяжелыми условиями работы и экологическими рисками.

Литература

1. Богоявленский В.И. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики // Бурение и Нефть. - 2012. - №11. - с. 5-8.
2. Особенности и проблемы бурения на море [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://info-neft.ru>. (дата обращения: 24.01.2017).
3. Ахмеджанов Т.К. Освоение шельфовых месторождений: учебное пособие / Т.К. Ахмеджанов, А.С. Ыскак – Алматы: КазНТУ, 2008. – 259 с.
4. Особенности бурения морских скважин. Подводное устьевое оборудование. Морской стояк. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://info-neft.ru>. (дата обращения 24.01.2017).
5. Морское бурение [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru>. (дата обращения: 24.01.2017).
6. Оборудование морских скважин, их освоение и ремонт [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://life-prog.ru>. (дата обращения: 25.01.2017).
7. Новейшие перспективные разработки: технология монодиаметра / Шваков А/ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.oilcapital.ru>. (дата обращения: 24.01.2017).
8. Технологии освоения шельфовых месторождений газа и нефти [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://biofile.ru>. (дата обращения: 23.01.2017).
9. Краткая история развития бурения [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://леуза.рф>. (дата обращения: 24.01.2017).

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ФАКТОРА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛАСТОМЕРА ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ К МЕХАНИЧЕСКОМУ ИЗНОСУ

Д.К. Шульга, А.В. Епихин

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день применение винтового забойного двигателя (ВЗД) особенно эффективно при бурении наклонно-направленных скважин. Его использование, по сравнению с ротором и турбобуром обеспечивает повышение технико-экономических показателей бурения за счёт увеличения скорости бурения, снижения энергозатрат, сокращения количества аварий с бурильной колонной. Винтовые забойные двигатели относятся к машинам объёмного действия. Это означает, что промывочная жидкость, поступающая в двигатель от насосов, проворачивает ротор относительно статора под действием неуравновешенных сил. Зубья статора и ротора, находясь в непрерывном контакте, образуют замыкающиеся на длине шага статора герметичные рабочие камеры. Рабочая жидкость, поступающая на вход двигателя от буровых насосов, может пройти к долоту только в том случае, если ротор проворачивается внутри обкладки статора, обкатываясь по его зубьям под действием неуравновешенных гидравлических сил. При этом совершает планетарное движение: ось ротора обращается вокруг оси статора против часовой стрелки (переносное движение), а сам ротор поворачивается вокруг собственной оси по часовой стрелке (относительное движение) [1].

В процессе конструирования винтовых забойных двигателей изучались возможности использования в качестве материала обкладки статора различных полимеров, однако эластомер оказался практически единственным материалом, отвечающим как условиям эксплуатации, так и технологии изготовления. Эластомер как технический материал отличается высокими эластичными свойствами, которые присущи каучуку - главному исходному компоненту резиновых композиций. При нормальной температуре эластомер находится в высокоэластичном состоянии, и его эластичные свойства сохраняются в широком диапазоне температур. Однако в процессе эксплуатации винтового забойного двигателя разогрев эластомера, который происходит вследствие многократных циклических деформаций зубьев обкладки статора, является одной из главных причин разрушения резины. Для образцов ИРП-1226 экспериментально установлено, что при повышении температуры эластомера вследствие самонагрева и забойных условий, происходит уменьшение статического модуля упругости на 25% при температуре 77 °С. В то же время происходит снижение усталостной выносливости, что ведет к сокращению моторесурса двигателя при циклических нагрузках. Это объясняется влиянием температуры на структурные изменения в резине. При температуре самонагрева выше 165 °С начинается деструкция эластомера ИРП-1226, которая сопровождается интенсивным газовыделением [2].

Эластомерные изделия, так же как и большинство других материалов, работают в определенной среде. Даже та среда, которую считают привычной для живых организмов (воздух, атмосферные воздействия) не является инертной для эластомеров. Поэтому стойкость эластомеров к воздействию агрессивных сред является одним из главных показателей. Большинство эластомеров способны «впитывать» в себя газы и легкие агрессивные жидкости. Эти свойства характеризуются величиной набухания эластомеров в определенных средах, которое оценивается в