

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

***Аннотация:** В данной статье будет рассмотрено проектирование скважин с горизонтальным окончанием в условиях Западной Сибири, проведено обоснование конструкции скважины, а также выбраны долота и раствор бурения.*

***Ключевые слова:** нефть, добыча, скважина, проблемы, свита, Западная Сибирь, месторождение, проводка, разработка, горизонтальное окончание, нефтеотдача, пласт, бурение.*

***Abstract:** this article will consider the design of wells with horizontal termination in the conditions of Western Siberia, the justification of the well design, as well as selected bits and drilling fluid.*

***Keywords:** oil, production, well, problems, Suite, Western Siberia, field, wiring, development, horizontal termination, oil recovery, formation, drilling.*

Актуальность исследования. Проблема создания надежной, экологически безопасной и экономически эффективной системы транспортировки нефтепродуктов является важнейшим условием освоения нефтегазовых месторождений арктического шельфа. Перспективные регионы нефтедобычи отличаются сложными суровыми природно-климатическими условиями и геологическими строениями. Тем не менее, существует и другая сторона медали – данные факторы обеспечивают рост нефтесервисного сегмента за счёт постоянного роста сложности задач, требующих применения инновационных технологий.

Актуальность исследования заключается в том, что Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн служит главным поставщиком нефти и газа в России. В связи с чем, всестороннее изучение Западной Сибири, интенсивно растёт более полувека и является и сейчас важнейшей задачей геологов России, имеющей и фундаментальное научное и практическое значение. Фундамент Западно-Сибирского мегабассейна в первую очередь - зона выветривания и дезинтеграции поверхности доюрского комплекса, - один из перспективных объектов для выявления новых залежей нефти и газа [3].

Проектирование горизонтальной скважины целесообразно начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка скважины. Приведённые параметры зависят от уровня неоднородности продуктивного пласта, его литологии, мощности, распределения горной породы по твердости и устойчивости разреза. Обоснование конструкции скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1. – Обоснование конструкции скважины

Наименование обсадных колонн	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип Резьбового соединения	Высота Подъёма цемента
Направление	0-90	323,9	9,5	«J-55»	ОТТМ	До устья
Кондуктор	0-658,45	244.5	8,94	«N-80»	ОТТГ	До устья
Эксплуатационная	650	177.8	9.19	«P-110»	ОТТГ	До устья
Эксплуатационная	1144 (1413)	177.8	9,19	«N-80»	ОТТГ	До устья
Хвостовик	1051 – 1186 (1163 – 1985) 1154 – 1186 (1486 – 1985)	114,3	7,4	«N-80»	ОТТМ	Не цементируется

Для скважины с наименьшими затратами применим трёхмерный профиль, состоящий из участков:

1. Профиль ствола скважины уточняется по результатам проведенного тендера по выбору бурового подрядчика.

2. Профиля скважин корректируется в азимутном направлении по фактическим геологическим данным в процессе бурения скважин.

3. Окончательный забой корректируется, исходя из фактической проходки по подошве пласта.

Главным звеном бурового комплекса является буровая установка. Буровая установка - это комплекс буровых машин и оборудования, смонтированный на точке бурения и обеспечивающий с помощью бурового инструмента точное выполнение производственных операций по строительству. Выбор буровой установки для бурения скважины является важной составляющей, решение которой способствует успешному проведению работ. Грузоподъемность установки необходимо выбирать с учётом конструкции скважины, которая определяет нагрузки, возникающие при спуске и подъёме бурильных и обсадных труб.

Высокая продуктивность работ может быть достигнута правильным выбором буровой установки. Для этого, нужно рассчитать максимальную нагрузку на крюке. Выбор способа бурения является важным этапом при проектировании технологии, так как в будущем выбранный способ бурения определяет многие технические решения: режимы бурения, гидравлическую программу, бурильный инструмент, тип буровой установки и многое другое. Учитывая опыт буровых работ на Западно - Сибирском месторождении бурение предполагается производить под направление (интервал 0 – 90 м), кондуктор (интервал 0 – 650 м) производить на полимерглинистом растворе с оптимизацией его псевдопластичных свойств.

Для забуривания скважины под направление готовится ограниченный объем бурового раствора (~ 60 м³), который в процессе бурения пополняется водными растворами полимеров. Для приготовления раствора необходимо использовать высококачественный модифицированный глинопорошок API-A. Загрязненную при цементировании и разбуривании цемента часть раствора необходимо утилизировать, а оставшуюся после окончания бурения часть

раствора – дообрабатывать и использовать как начальный объем при забурке кондуктора и технической колонны.

При бурении необходимо поддерживать температуру бурового раствора на входе не более плюс 10 оС, для предотвращения растепления ММП и уменьшения гидратации глин. Данный раствор обеспечивает стабильность стенок скважины, снижает наработку раствора, предотвращает сальникообразование в интервале залегания мягких активных глинистых пород в верхней части скважин, а также способствует качественному цементированию скважин и разобщению пластов. После окончания бурения интервала рекомендуется разбурить цементный стакан на оставшемся растворе, после чего переработать его на блоке флокуляции. Разбивка углубления скважины по интервалам бурения представлена на рисунке 1.

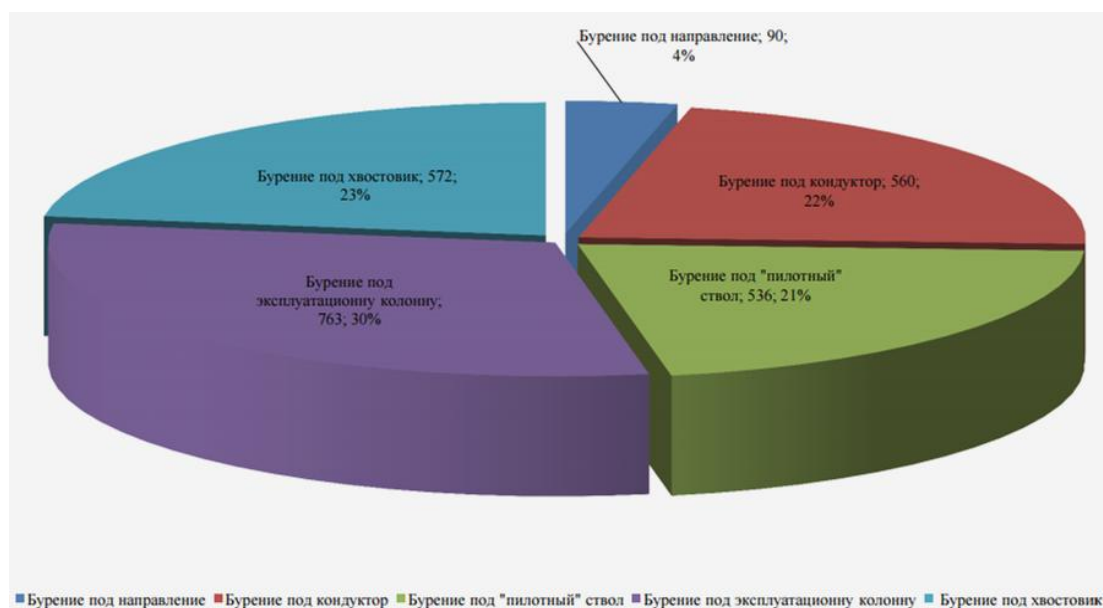


Рисунок 1. - Разбивка углубления скважины по интервалам бурения

Предлагаемая компоновка низа бурильной колонны, составленная с учетом опыта ЭГЭБ-3, приведена в таблице 2.

Таблицы 2. - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
ТБТ-127	127	25,9	S-135	NC-50	100	Есть
ТБИК 127x9	127	9,19	G-105	NC-50	2610	Есть
ТБТ-102	10,6	18,25	S-135	NC-38	2600	Есть
ТБТ-89	88,9	15,85	S-135	NC-38	50	Есть
ТБИН 89x9	88,9	9,35	S-135	NC-38	2400	Есть
ТБИН 60x7	50,3	7,11	E-75	ЗН-80	820	есть

При работе нефтяной или газовой скважины, ее разработке необходимо использовать специальный буровой раствор, приготавливаемый перед добычей полезных ископаемых. Его использование даёт возможность решить большой спектр задач, начиная от фильтрации и очистки забоя и стволового пространства и заканчивая основными требованиями техники безопасности, поэтому применение такого раствора является необходимым процессом в ходе разработки любого месторождения. Современные буровые растворы могут иметь разный состав по вязкости, весу и других характеристик.

Расчет плотности бурового раствора необходимо проводить в соответствии с «Правилами безопасности...», утверждённых приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. № 101. В таблице 3 приведен расчет и обоснование плотностей бурового раствора. По результатам полученных расчетов можно сделать вывод, что при использовании буровых растворов с принятыми плотностями выполняется условие недопущения гидроразрыва пород.

Правильный выбор и расчёт бурильной колонны даёт возможность правильно и с наименьшими затратами пробурить скважину. Для разрушения горной породы необходимо применять трехшарошечные долота. Для создания

отклоняющего усилия лучше применять кривой переводник. С целью повышения качества ствола и управления параметрами его искривления применять калибраторы, центраторы и стабилизаторы. Для создания нужной осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны необходимо применять УБТ. Обоснование плотности бурового раствора предоставлено в таблице 3.

Таблица 3. – Обоснование плотности бурового раствора

Исходные данные и результаты расчета	Интервал бурения по вертикали, м				
	0-90	90-650	650-1186	650-1144	1144-1186
Исходные данные:					
Расчетная глубина, м					
Градиент пластового давления, кгс/см ² на м	0,102	0,102	0,106	0,102	0,106
Минимальная репрессия на пласт, %	10%	10%	10%	10%	10%
Максимальная репрессия на пласт, кгс/см ²	15	15	15	15	15
Расчетные данные:					
Пластовое давление, кгс/см ²	9,18	66,28	122,4	116,69	122,4
Минимальная плотность бурового раствора г/см ³	1,14	1,14	1,19	1,14	1,19
Максимальная плотность бурового раствора г/см ³	2,74	1,27	1,21	1,17	1,21
Принимаемая плотность бурового раствора, г/см ³	1,18	1,18	1,19	1,17	1,19
При этом превышение гидростатического давления над пластовым составляет, кгс/см ²	1,4	10,4	14,9	17,2	14,9

Для определения необходимого количества реагентов для промывки скважины при бурении необходимо воспользоваться нормами расхода, полученными в процессе многолетней работы.

Результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4. - Потребность бурового раствора для промывки раствора

Наименование реагентов и материалов		Расход на бур. 1 м. интервала., кг	Потребность компонентов на интервал
название	един. измер.		
тех. вода	м ³	0,963*	48,15
Глинопоророшок ПБНВ	кг.	140*	14000
Каустическая сода	кг.	0,9*	90
КМЦ-700	кг.	2,2*	220
Унифлок	кг.	0,8*	80
Унифлок	кг.	0,12	55,6
НТФ	кг.	0,067	31,0
Унифлок	кг.	0,3	111,3
КМЦ-700	кг.	0,53	196,63
НТФ	кг.	0,19	70,49
ФК-2000	л	0,35	129,85

Эффективная очистка бурового раствора от избытка глинистой фазы и песка во многом определяет успешную работу проводки скважин с горизонтальным окончанием. С учетом этого предлагается четырехступенчатая система очистки с использованием импортного оборудования компании «M-I SWACO», в том числе центрифуги.

Среди возможных осложнений на Западно - Сибирском месторождении при бурении следует отметить:

- обвалы стенок скважин, поглощение бурового раствора в интервалах залегания;
- бурение протяженного интервала стабилизации с углами под 81 градус - связанного с этим сложности в очистке скважины от выбуренного шлама;
- поглощения бурового раствора, обвалы стенок скважины, сужение ствола— скважины;
- затяжки и посадки при СПО;
- нефтегазопроявления при вскрытии продуктивных пластов.

Основное внимание необходимо уделять своевременной очистке ствола от выбуренной породы. Закономерности транспорта шлама в скважинах с отходом бурения таких скважин предъявляют повышенные требования к выполнению строительного комплекса технологических мер, направленных на улучшение выноса выбуренного шлама.

Рекомендации к интервалам:

1. Для качественной очистки ствола необходимо руководствоваться рекомендациями, изложенными в комплексе мероприятий по повышению качества промывок скважин.

2. Если в ходе бурения при отрыве от забоя начинают наблюдаться затяжки, необходимо проводить контрольный подъём свежепробуренного участка с проработкой и промывкой интервалов затяжек.

3. Для предотвращения поглощений раствора, связанных с гидроразрывом пород, после наращивания и СПО необходимо производить плавный пуск насосов с поэтапным выходом на рабочую производительность. Ограничить скорость спуска от 0,2 до 1 м/с.

4. Для предотвращения дифференциальных прихватов и поглощений отфильтровывания при прохождении высокопроницаемых интервалов необходимо поддерживать в растворе концентрацию карбоната кальция среднего и грубого помола не менее 50 кг/м³. Время простоя бурильного инструмента без движения не должно превышать 3 мин при нахождении КНБК в проницаемых интервалах и 5 мин в непроницаемых, при этом отрыв компоновки от забоя должен составлять не менее 5 метров.

5. Для предотвращения сальникообразования, очистки забоя и шарошек долота от выбуренного шлама, а так же для увеличения механической скорости бурения рекомендуется подбирать гидромониторные насадки с учетом скорости истечения не менее 70 м/с

6. Для сохранения устойчивости ствола в интервале необходимо:

– руководствоваться комплексом мероприятий по повышению качества промывок– скважины;

– подъем производить при скорости – 1 м/с, в открытом стволе интервала бурения– под хвостовик: 0,2 – 0,5 м/с.

В данной статье было рассмотрено проектирование скважин с горизонтальным окончанием в условиях Западной Сибири, было рассмотрено обоснование конструкции скважины, а также выбраны долота и раствор бурения. Основное внимание было уделено своевременной очистке ствола от выбуренной породы, а также предложены рекомендации к интервалам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ежов И.В. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Учебное пособие для студентов специализированных учебных заведений / И.В. Ежов. - М.: Ин-Фолио, 2012. - 168 с.

2. Западно-Сибирская равнина // Большая советская энциклопедия: [в 30 т.] / гл. ред. А.М. Прохоров. - 3-е изд.- М.: Советская энциклопедия, 1969-1978.

3. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учеб. пособие / С.А. Кейн. – Ухта: УГТУ, 2014. – 119 с.

4. Davis D. L., Leggett J. Underground truths: Shale won't save us / Daniel L. Davis, Jeremy Leggett // The National Interest: website. 2013. October 28. URL: <http://nationalinterest.org/commentary/underground-truths-shale-wont-save-us-9320> (дата обращения: 08.04.2014).