

УДК 622.248.3

**РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ
И СВОЕВРЕМЕННОЙ ЛИКВИДАЦИИ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОСЛОЖНЕНИЯ В ВИДЕ РАПОПРОЯВЛЕНИЙ
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ № 9 ВИКАНСКОЙ ПЛОЩАДИ**



**DEVELOPMENT OF MEASURES FOR THE PREVENTION
AND TIMELY ELIMINATION OF GEOLOGICAL COMPLICATIONS
IN THE FORM OF RAPID OCCURRENCES
WHEN DRILLING WELL № 9 ON THE VIKANSKAYA SQUARE**

Батыров Мухамед Измудинович

инженер-технолог по буровым растворам 1 категории,
компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Объектом исследования в статье являются возможные рапопроявления при строительстве скважины № 9 Виканской площади. Поэтому рассмотрены теоретические вопросы возникновения рапопроявлений при строительстве скважины, мероприятия для предупреждения и ликвидации рапопроявлений, произведены расчёты буровых растворов и избыточных давлений для обсадных колонн, указана рецептура приготовления промывочных жидкостей. Разработан комплекс мероприятий для предупреждения и своевременной ликвидации геологического осложнения в виде рапопроявлений при бурении скважины № 9 Виканской площади. Также приведён анализ экономической эффективности разработанных мероприятий по предупреждению и ликвидации рапопроявлений при строительстве рассматриваемой в работе скважины.

Ключевые слова: конструкция и профиль ствола скважины; возможные осложнения при строительстве скважины; расчёт плотностей буровых растворов; технологические параметры бурового раствора; рецептура обработки бурового раствора; мероприятия по предупреждению рапопроявлений; анализ экономической эффективности по предупреждению и ликвидации рапопроявлений.

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Category 1 drilling fluid engineer,
Company «Halliburton International GMBH»

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas engineering
department named after
Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Annotation. The object of the research in the article is possible manifestations during the construction of well № 9 of Vikanskaya Square. Therefore, the theoretical issues of the occurrence of rock manifestations during well construction, measures for the prevention and elimination of rock manifestations are considered, drilling fluids and gauge pressures for casing strings are calculated, the formulation of the preparation of flushing fluids is indicated. A set of measures has been developed for the prevention and timely elimination of geological complications in the form of rapid occurrences when drilling well № 9 on the Vikanskaya Square. Also, an analysis of the economic efficiency of the developed measures for the prevention and elimination of manifestations during the construction of the well considered in the work is given.

Keywords: wellbore design and profile; possible complications during well construction; calculation of the density of drilling fluids; technological parameters of the drilling fluid; drilling fluid treatment formulation; measures for the prevention of manifestations; cost-effectiveness analysis for the prevention and elimination of manifestations.

Цикл строительства скважин не редко сдерживается непредвиденными обстоятельствами, которые приостанавливают процесс бурения или выполнения других работ в скважине. Это так называемые осложнения.

К осложнениям в процессе строительства скважины относятся: поглощение бурового и тампонажного растворов; водо-, нефте- и газопроявления через устье скважины и за его пределами (грифоны), обвалы стенок скважины, рапопроявления. При бурении ствола скважины теряет устойчивость в результате изменения напряжённого состояния пород, которое может зависеть от геологических факторов и технологии проводки скважины.

Основные принципы осложнений:

1. Сложные горно-геологические условия бурения в отдельных горизонтах (наличие неустойчивых или растворимых пород, неблагоприятные характеристики пластовых флюидов);
2. Несоответствие информационного обеспечения о горно-геологические условия фактическим данным;
3. Несоответствие технического проекта на бурение скважины, прежде конструкции скважины, горно-геологическим условиям бурения;
4. Организационные факторы: несвоевременным снабжением буровыми инструментами и материалами, низкая квалификация и исполнительская дисциплина бурового персонала.

Наибольшие трудности в процессе строительства скважины возникают при проявлении рапы. Рапа – пластовая вода с высоким содержанием солей кальция и магния, находящаяся в пласте при аномальном давлении.

Вскрытие высокодебитных зон с аномально гидропроводными карбонатными коллекторами в южных районах Сибирской платформы многие десятилетия остаётся серьёзной технологической проблемой. Осложнения бурового цикла и даже аварийные ситуации, обусловленные вскрытием аномальных коллекторов и аномальными пластовыми давлениями флюидов (АВПД), возникали на многих скважинах.

Все аномальные по дебиту и пластовому давлению скважины с притоками рапы разделяются на две группы по дебитам рапопроявлений, расчётным параметрам пласта, по характеру восстановления давления.

В скважинах одной группы величина пластового давления превышает расчётную гидростатическую в 1,3–2,3 раза. Параметр водопроницаемость достигает 1–10 м²/сут. Восстановление давления флюида на устье скважины при закрытии задвижки противовыбросового оборудования происходит в первые минуты, реже – за 1–2 часа. Скачок мгновенной механической скорости бурения, проседание компоновки низа бурильной колонны до 1–2 м свидетельствует о слабых физико-механических свойствах скелета карбонатных пород. Перекрытие проявляющего интервала обсадной колонной осложнено притоком рапы, поэтому качественно зацементировать заколонное пространство не удаётся. В дальнейшем это не позволяет полноценно испытать целевые интервалы с углеводородным насыщением.

Существует две гипотезы, связанные с геологическим строением карбонатно-галогенной формации в части осложнений в процессе бурения и испытания скважин:

1. Процессы смятия колонн происходят вследствие пластического течения солей. Таким образом, наружное избыточное давление на стенки обсадной колонны достигает по значениям горного.

2. Все процессы в системе «пласт – скважина», в том числе и рапопроявления, высокие пластовые давления и смятия колонн, возникают вследствие наличия в разрезе галогенно-карбонатной толщи, в природных трещинных резервуарах нижнего кембрия зон АВПД флюидов с давлениями, близкими к горному.

Первичное вскрытие и бурение по зонам трещиноватых карбонатов, вмещающим залежи рапы с АВПД, требуют разработки детального алгоритма практических действий для снижения риска осложнения циклов бурения и крепления, снижения аварийности. Учёт горно-геологических условий, построенный на опыте ранее пробуренных скважин, должен лежать в основе как проектных решений, так и рабочих регламентов по безаварийному ведению работ. Поэтому важно разрабатывать максимально обширный перечень мероприятий по предупреждению и ликвидации процесса рапопроявления перед бурением разведочных и эксплуатационных скважин.

Сведения о районе буровых работ

Виканская площадь Ковыктинского газоконденсатного месторождения расположена на юге Сибирской платформы в пределах Ангаро-Ленской ступени (рис. 1). Согласно нефтегеологическому районированию данная территория относится к Ангаро-Ленской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

(НГП). В настоящее время в пределах Ангаро-Ленской НГО, которая характеризуется как область преимущественного газонакопления, известно несколько месторождений углеводородов, и, по крайней мере, одно из них относится к категории уникальных по запасам газа.

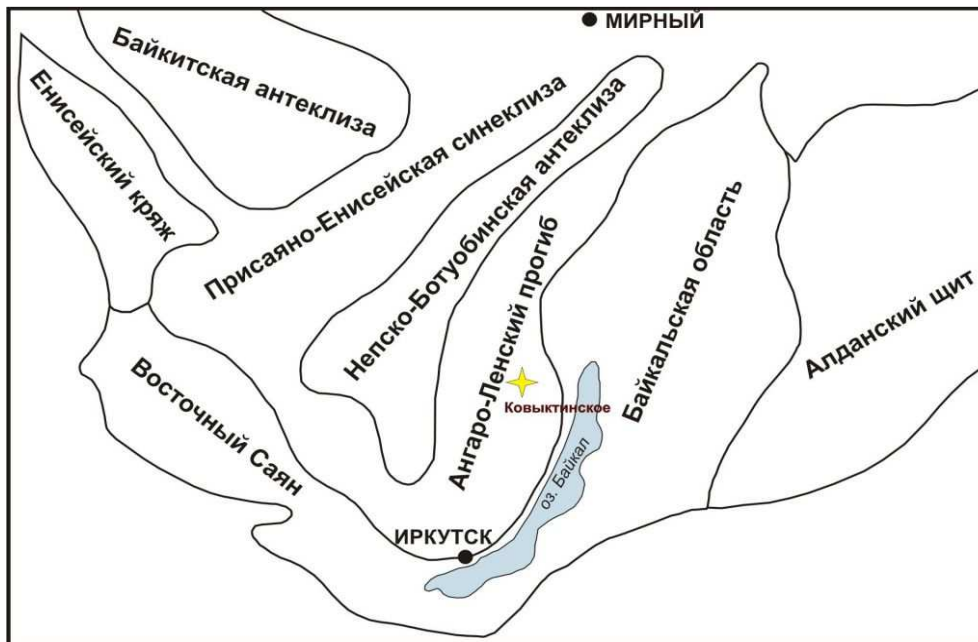


Рисунок 1 – Тектоническая схема южной части Сибирской платформы

Ангаро-Ленская ступень (прогиб) представляет собой моноклираль, ограниченную на востоке и северо-востоке озером Байкал и Байкальской складчатой областью, на севере – Катангской седловиной, на западе и северо-западе – Непско-Ботубинской антеклизой. Площадь прогиба составляет 500 тыс. км².

В строении кристаллического фундамента прогиба принимают участие метаморфизованные породы архей-протерозойского возраста. По многочисленным разломам фундамент разбит на тектонические блоки, которые полого погружаются от обрамления прогиба в сторону его центральной части, образуя так называемый амфитеатр (другое название Ангаро-Ленской ступени – Иркутский амфитеатр). Кроме того, строение фундамента осложнено структурными элементами II порядка – разнообразными поднятиями и выступами. С одним из таких выступов, Братским, связано газоконденсатное месторождение Братское.

Ангаро-Ленская ступень – область широкого развития терригенно-карбонатных, а также соляных пород позднекембрийского и раннепалеозойского возраста. Разрез осадочных отложений имеет платформенный характер и представлен породами рифея, венда, кембрия и ордовика. Особенностью осадочного разреза Ангаро-Ленской ступени является наличие мощной (600–800 м) соленосной толщи нижнего кембрия. Мощность рифейских отложений составляет 0,3–5,4 км, вендских – 0,4–0,5 км, палеозойских – 2,5 км. Максимальная мощность всего осадочного чехла не превышает 4 км.

В разрезе осадочного чехла выделяется три нефтегазоносных комплекса: рифейский карбонатный, вендский терригенный и нижнекембрийский карбонатный. Они вмещают 12 продуктивных горизонтов мощностью от 10 до 100 м. Главным продуктивным горизонтом, к которому приурочены основные залежи УВ, является парфёновский горизонт венда. Пространственное размещение залежей УВ в вендском и кембрийском комплексах контролируется литологическими особенностями пород (фациальными замещениями и, как следствие, изменением коллекторских свойств), что значительно осложняет процесс поиска новых залежей УВ.

По структурно-литологическим особенностям в строении осадочного разреза Виканской площади выделяется три формационных комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой.

Подсолевой комплекс сложен терригенными породами венда и карбонатными породами нижнего кембрия. Данные отложения с размывом и угловым несогласием залегают на выветрелой поверхности метаморфизованных пород фундамента Ангаро-Ленской ступени, а также рифейских отложениях. Отложения подсолевого комплекса являются основной газосодержащей толщей региона. В составе чорской свиты венда выделяется парфёновский горизонт, с которым связаны основные запасы газа региона. Парфёновский горизонт имеет региональное распространение (рис. 2). Он сложен разнозернистыми кварц-полевошпатовыми и кварцевыми косослоистыми песчаниками дельтовых и аллювиальных фаций. Мощность парфёновского горизонта составляет от 40–80 м. Пористость пород горизонта достигает 20 %, проницаемость 2000 мДарси.

Породы солевого комплекса представлены переслаиванием каменной соли с доломитами, известняками и ангидритами. В кровельной части нередко прослой мергелей, песчаников и доломитов. Общая мощность комплекса может достигать 1800 м.

Надсолевой комплекс сложен терригенно-карбонатными породами среднего и верхнего кембрия, а также терригенными породами ордовика.

Выше локально залегают плиоцен-четвертичные отложения аллювиальных комплексов: пески, песчаники, конгломераты, аргиллиты, алевролиты.

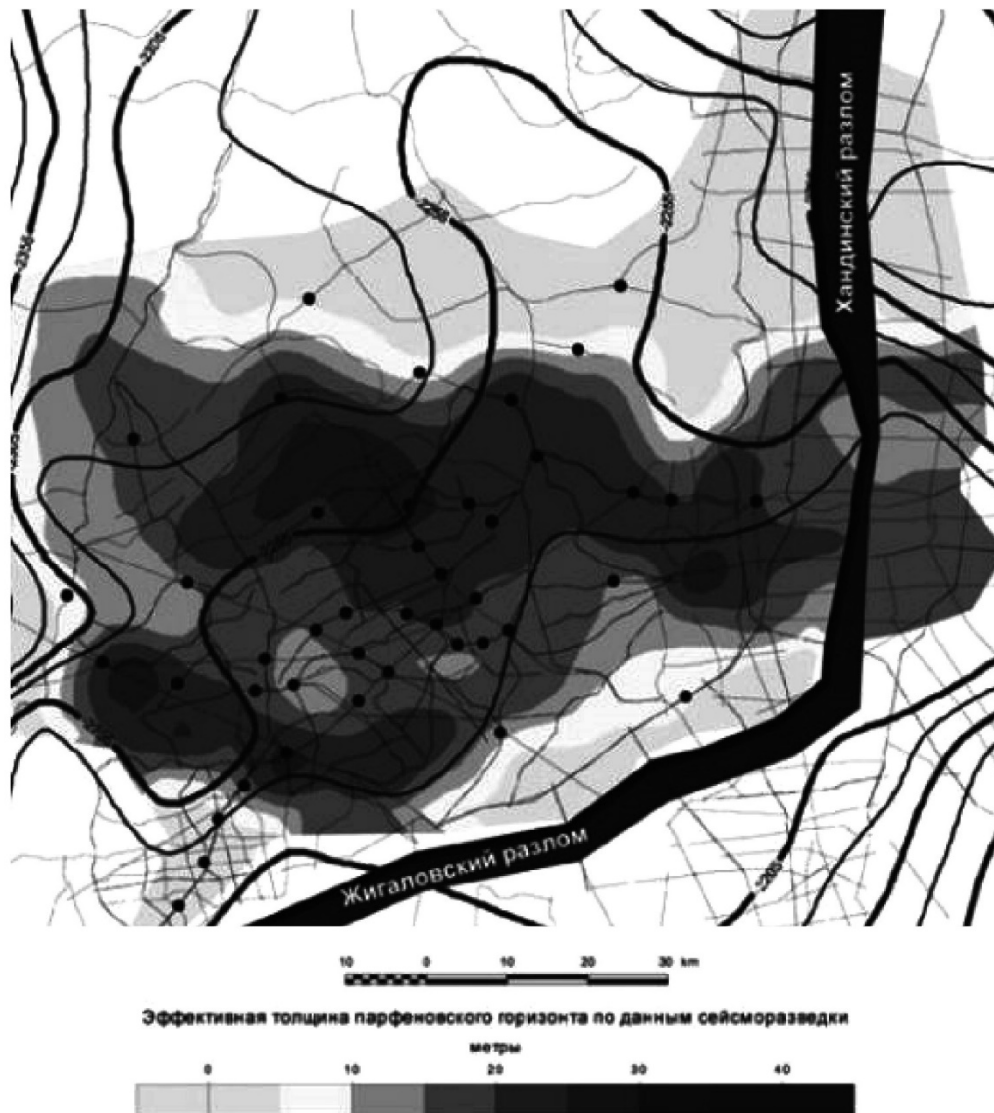


Рисунок 2 – Структурная карта месторождения по подошве парфёновского горизонта

По данным запасы газа по категории $C_1 + C_2$ составляют приблизительно 2 трлн m^3 . Газ метановый, содержит в небольшом количестве примесь этана, пропана и бутана, а также гелия. Запасы гелия составляют 2,3 млрд m^3 .

При строительстве скважин на Виканской площади велик риск возникновения большого количества различных геологических осложнений. Одним из самых сложных в части ликвидации является рапопроявление.

Цель бурения скважины № 9 – доразведка месторождения, уточнение геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. Данные работы проводятся для сбора более точной и обширной информации о месторождении с целью отработки проектных технико-технологических решений для дальнейшего эксплуатационного бурения. Общая информация по скважине № 9 Виканской:

- 1) проектный горизонт – чорская свита, парфёновский горизонт;
- 2) назначение скважины – разведочная;
- 3) проектная глубина – по вертикали 2944 м, по стволу 3963 м;
- 4) альтитуда – 705 м;
- 5) тип профиля скважины – наклонно-направленный;
- 6) глубина кровли продуктивного пласта – пилотный ствол 2890 м, хвостовик 2921 м;
- 7) отклонение от вертикали (на кровлю пласта) – 315,75 м.

Конструкция и профиль ствола скважины

Для того чтобы обеспечить достижение скважиной проектной глубины, возможность её исследования, изоляцию проницаемых горизонтов, осуществление запроктированных режимов эксплуатации и максимальное использование пластовой энергии при добыче нефти и газа, обязательна разработка технологических решений крепления скважины. Конструкция скважины характеризуется числом спущенных обсадных колонн, их размерами (наружный диаметр и длина) и местоположением интервалов цементирования пространства за колоннами. Для обоснования конструкции скважины используют опыт бурения на соседних площадях и результаты геологоразведочных работ. Для скважины предусматривается бурение пилотного ствола и бокового наклонно-направленного ствола с горизонтальным окончанием. Проектный профиль разработан с учётом:

- геологического строения разреза и технико-технологических возможностей для достижения необходимых характеристик бокового ствола;
- обеспечения беспрепятственного спуска в скважину хвостовика, в том числе компоновки, оборудованной для проведения МГРП до проектной глубины 2944/3963 м, компоновка МГРП устанавливается в интервале 2890/ 2960 – 2944/3963 м. Рассмотрим конструкцию скважины № 9 Виканской.

Конструкция скважины

Направление

Диаметр колонны – 530,0 мм. Глубина спуска – по вертикали 70 м. Башмак направления располагается в устойчивых породах кровли верхоленской свиты с целью предотвращения обвалов стенок скважины при бурении слабосцементированных, рыхлых пород, перекрытия зон поглощений, создания замкнутой циркуляции бурового раствора при бурении под кондуктор. Цементируется до устья. Способ цементирования – «прямой».

Кондуктор

Диаметр колонны – 426,0 мм. Глубина спуска – по вертикали 690 м. Башмак кондуктора располагается в устойчивых породах подошвенной части верхоленской свиты с целью перекрытия зон поглощений бурового раствора. Кондуктор цементируется до устья. Способ цементирования – «прямой». Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Промежуточная колонна

Диаметр колонны – 323,9 мм. Глубина спуска – по вертикали 1560 м. Башмак промежуточной колонны устанавливается в устойчивых породах подошвенной части булайской свиты с целью перекрытия склонных к кавернообразованию отложений литвинцевской и ангарской свит, перекрытия интервалов возможных водопроявлений и газопроявлений,

а также поглощающих горизонтов, разобращения пресноводной и соленасыщенной части разреза. Цементируется до устья «прямым» способом в две ступени с установкой МСЦ на глубине 640 м. Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна

Диаметр колонны – 244,5 мм. Глубина спуска – по вертикали 1500 м. Также 250,8 мм спускается в интервале 1500–2100 м. Башмак эксплуатационной колонны устанавливается в устойчивых карбонатных породах верхней части усольской свиты с целью перекрытия склонных к кавернообразованию отложений верхнебельской подсвиты, возможных поглощений ниже-среднебельской подсвиты, разобращения несовместимых по горно-геологическим условиям интервалов бурения, перекрытия интервала рапопроявления с АВПД. Цементируется до устья «прямым» способом в две ступени с установкой МСЦ на глубине 1450 м. Устье оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная потайная колонна

Диаметр колонны – 177,8 мм. Глубина спуска – по вертикали 1530–2640 м, по стволу 1530–2641 м. Башмак эксплуатационной колонны спускается в кровельную часть тэтэрской свиты с целью изоляции соленасыщенной части разреза. Цементируется в интервале 1530–2640/2641 м «прямым» способом.

Пилотный ствол (открытый ствол)

Диаметр (номинальный) – 146,0 мм. Глубина спуска – по вертикали 2640–3010 м, по стволу 2641–3012 м. Предусматривается строительство «пилотного» ствола для получения геологической данных, которые будут использованы для выделения эксплуатационного объекта в условиях геологической неоднородности продуктивных пластов парфёновского горизонта, также для обеспечения геонавигации горизонтального ствола по продуктивной толщине пласта и определения реперов ограничивающих продуктивную толщину. Открытый ствол ликвидируется установкой цементного моста.

Хвостовик

Диаметр колонны – 114,3 мм. Глубина спуска – по вертикали 2391–2944 м, по стволу 2391–3963 м. Хвостовик оснащается оборудованием для возможности проведения многостадийного ГРП. Спускается в интервале 2391–2944/2391–3963 с целью качественного испытания продуктивных пластов.

Фактический профиль хвостовика уточняется после бурения пилотного хвостовика. Полученные данные необходимо использовать для выделения эксплуатационного объекта в условиях геологической неоднородности продуктивных пластов парфёновского горизонта (П₁, П₂), для обеспечения геонавигации горизонтального ствола по продуктивной толщине пласта и определения реперов, ограничивающих продуктивную толщину сверху и снизу (коридора). После окончания работ в пилотном стволе открытый участок необходимо ликвидировать установкой цементного моста.

В таблице 1 приведена краткая информация о конструкции скважины № 9 Висканской площади.

Для пилотного (открытого) участка ствола указан номинальный диаметр. Особое внимание стоит обратить на тампонажные растворы и резьбовые соединения обсадных труб. Все резьбы, начиная с промежуточной колонны, должны быть премиум класса, а тампонажные растворы отвечать соответствующим характеристикам для надёжного и качественного крепления интервалов скважины. ГранЦЕМ-7 БГ – цементная тампонажная смесь с газоблокирующими добавками изготавливается из специального тампонажного портландцемента. ЦТОС-3 – цемент тампонажный облегчённый стабилизированный (ТУ 5734-001-74364232-2006).

ЦТРС-Ут-5 КГП – цемент тампонажный расширяющийся стабилизированный утяжелённый со специальными добавками (ТУ 5734-004-74364232-2005).

Контроль за траекторией пилотного и наклонно-направленного с горизонтальным окончанием стволов скважины необходимо производить с использованием телеметрических систем. На скважине № 9 Висканской планируется строительство скважины J-образного профиля. J-образный профиль наклонной скважины целесообразно применять:

- в целях уменьшения зенитного угла ствола скважины в интервале размещения промежуточных обсадных колонн, а также в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования;

Таблица 1 – Градиенты давлений и температура по разрезу

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Тип резьбового соединения	Тип тампонажного раствора	Интервал подъёма тампонажного раствора, м	Плотность тампонажного раствора, кг/м ³
Направление	530,0	стыкосварные	ЦТОС-3	0–70	1300
Кондуктор	426,0	Батресс	ЦТОС-3 ГранЦЕМ-7 БГ	0–590 590–690	1300 1690
Промежуточная колонна	323,9	ТМК UP FMC	ГранЦЕМ-7 БГ	640–1560 0–640	1690 1700
Эксплуатационная колонна	244,5 250,8	ТМК UP FMC	ЦТРС-Ут-5 КГП	1450–2100 0–1450	2430
Эксплуатационная потайная колонна	177,8	ТМК UP PF	ГранЦЕМ-7 БГ	1530–2640 / 1530–2641	1690
Пилотный (открытый) ствол	146,0	–	–	–	–
Хвостовик	114,3	ВрТЗ-2	ГранЦЕМ-7 БГ	2391-2890 / 2391-2960	1690
в т.ч. компоновка, оборудованная для проведения МГРП	114,3			не цементируется	

- для увеличения угла вскрытия продуктивного пласта при проектировании пологих скважин;
- с целью уменьшения сил трения и нагрузок на спускоподъёмное оборудование буровой установки;
- при строительстве кустовых скважин для обеспечения проектного смещения забоя скважины от вертикали и, соответственно, рационального количества скважин в кусте при выполнении требований к величине максимального зенитного угла в интервале расположения внутрискважинного оборудования для добычи нефти.

Профиль скважины

Профиль ствола нефтяной либо газовой скважины необходимо выбирать с соблюдением следующих условий:

- наличие препятствий для заложения устья скважины над забоем;
- планируется кустовое бурение или одиночная скважина;
- расположение фильтра или эксплуатационной колонны (вертикально, наклонно или горизонтально).

Профиль ствола скважины должен обеспечивать:

- минимальные нагрузки на бурильный инструмент во время спускоподъёмных операций;
- прохождение буровых приборов и устройств по стволу скважины;
- возможность применения запланированных методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов в многопластовых залежах;
- минимальные затраты на сооружение скважины.

У скважины № 9 J-образный профиль ствола. В таблице 2 приведены исходные данные, а в таблице 3 данные по интенсивности набора зенитного угла при проводке скважины.

Таблица 2 – Исходные данные профиля скважины

Глубина скважины (по вертикали), м	3010
Глубина залегания кровли продуктивного пласта (вертикали), м пласт П ₁ пласт П ₂	2890 (2960) 2921
Глубина забуривания наклонно-направленного ствола с горизонтальным окончанием (по вертикали), м	2640
Отклонение от вертикальной проекции устья скважины до точки входа ствола скважины в продуктивный пласт, м	193
Длина ствола скважины в продуктивном пласте, м	1003
Зенитный угол в точке входа ствола скважины в продуктивный пласт, град	59,82

Таблица 3 – Интенсивность набора зенитного угла (по вертикали), град/10 м

Эксплуатационная потайная колонна	
2555,0-2640,0	1,4785
Пилотный ствол (открытый ствол)	
2640,0-2760,0	-1,0473
Хвостовик	
2640,0-2942,50	1,4785
Проектные интервалы залегания продуктивных пластов, м пласт П ₁ пласт П ₂	2890–2919 2921–2964
Азимут проводки бокового горизонтального ствола, град	0

В таблице 4 приведены результаты расчёта профиля скважины. Указано, в каких интервалах следует соблюдать заданную интенсивность искривления.

Таблица 4 – Результаты расчета профиля скважины

Интервал по вертикали, М		Зенитный угол			Горизонтальное отклонение, М		Глубина скважины по стволу, м		Интенсивность искривления, град/10
от	до	в начале интервала	в конце интервала	средний	за интервал	общее	в начале интервала	в конце интервала	
0,00	2555	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2555,00	0,00
2555	2640	0,00	12,67	6,336	9,44	9,44	2555	2640,70	1,4785
Пилотный (открытый) ствол									
2640	2760	12,671	0,00	6,336	13,02	22,76	2640,7	2761,70	-1,0473
2760	3010	0,00	0,00	0,00	0	22,76	2761,70	3011,70	0,00
Хвостовик									
2640	2942,5	12,671	89,90	51,29	377,4	386,85	2640,70	3163,05	1,4785
2942,5	2943,9	89,90	89,90	89,90	800	1186,8	3163,05	3963,05	0,00

Возможные осложнения при строительстве скважины

Для уменьшения рисков возникновения инцидентов, аварий и браков во время строительства скважины необходимо заложить в проектную документацию информацию о геологических осложнениях, которые могут возникнуть в процессе бурения и крепления скважины. Главным является указание интервалов возможных осложнений, условий их возникновения и характеристика. Эта информация наиболее важна по причине того, чтобы буровая компания разрабатывала совместно с проектными организациями и сервисными подрядчиками заранее подготовленные планы работ и мероприятия для безопасной проводки скважины и во избежание возникновения инцидентов и брака. В таблице 5 указаны возможные геологические осложнения, которые могут возникнуть в процессе технологических операций во время строительства скважины № 9 Виканской площади.

Приведённая в таблице 5 информация составлена на основе опыта бурения предыдущих скважин на месторождении и геологических исследований залегающих пластов.

При проявлениях рапы в результате разности растворимости солей с пластовой и устьевой температурами вблизи устья скважины могут отлагаться кристаллы соли вплоть до закупорки сечения скважины. Заглушить рапу утяжелением бурового раствора, как правило, не удаётся. При проявлениях рапы наблюдается выпадение кристаллов солей по мере охлаждения её при подъёме с большой глубины, где температура в соответствии с геотермическим градиентом ниже. При переходе рапы из жидкого, текучего состояния в пастообразное и твёрдое возможны закупорка ею кольцевого пространства скважины, прекращение циркуляции, прихват бурильного инструмента, потеря скважины.

Как правило, проявление рапы носит внезапный характер, особенно если оно большой интенсивности, поэтому в большинстве случаев считают предпочтительным разрядить рапосодержащий резервуар в соленосной толще. Как правило, к углублению скважин в данной ситуации приступают только тогда, когда поступление рапы в ствол не превышает 3–5 м³/сут. Обычно к этому времени буровой раствор, который находился в скважине, приходит в полную негодность из-за разбавления рапой. В этот период по стволу скважины, как правило, имеют место такие виды осложнений, как затяжки, посадки и прихват бурового инструмента и, как следствие этого, её ликвидация. Наиболее частые осложнения – смятие обсадных колонн и проявления рапы – встречаются при прохождении соляно-ангидритовой толщи.

На процесс рапопроявления в большей степени влияют технологические параметры бурения. Это связано с тем, что часто персонал и оборудование буровой не готовы к вскрытию интервалов с возможным рапопроявлением по причине неточной сейсмической разведки при геологических описаниях пластов месторождения, т.е. во время бурения не соблюдаются следующие параметры для вскрытия интервалов с рапой:

- необходимая плотность бурового раствора;
- химический состав промывочной жидкости во избежание размывов солей;
- необходимое устьевое и ПВО для возможности ведения буровых работ с избыточным давлением на устье скважины;
- заранее подготовленные химические реагенты для приготовления утяжелённых буровых растворов;
- различие в коэффициентах аномальности.

С учётом всего вышеуказанного, можно выделить, что правильно подобранная технология строительства скважины является основным фактором в процессе предупреждения и ликвидации рапопроявлений. Особое внимание необходимо уделить буровым растворам, тампонажным растворам, технологии крепления скважины, оборудованию устья скважины.

Буровые растворы

Буровой раствор является сложной многокомпонентной дисперсной системой суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Таблица 5 – Возможные осложнения при проведении технологических операций

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения осложнений
от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	70	Обвалы стенок скважины	При бурении слабосцементированных, рыхлых пород
70	748,3	Поглощения бурового раствора	В интервалах залегания слабосцементированных, рыхлых пород
		Обвалы стенок скважины	При бурении слабосцементированных терригенных пород
		Поглощения бурового раствора	В интервалах залегания трещинно-поровых пород
748,3	937,1	Поглощения бурового раствора	В интервалах залегания трещиновато-кавернозных пород
		Кавернообразование	Размыв солей при недостаточной соленасыщенности раствора в интервалах залегания засоленных пород и пластов каменной соли
		Прихват инструмента	За счет осаждения шлама в кавернах при поглощениях
937,1	1465,2	Поглощения бурового раствора	При прохождении выщелоченных трещиновато-кавернозных пород
		Кавернообразование	Размыв солей при недостаточной соленасыщенности раствора в интервалах залегания засоленных пород и пластов каменной соли
1125	1340	Газоводопроявления (наличие растворённого сероводорода до 1 %)	Снижение гидростатического давления на пласт-коллектор при поглощениях, подъеме инструмента, недолив скважины
1465,2	1600	Поглощения бурового раствора	В интервалах залегания выщелоченных трещиновато-кавернозных пород при увеличении плотности бурового раствора по сравнению с проектной. Нарушение режима СПО
1600	2050	Поглощения бурового раствора	В интервалах залегания выщелоченных трещиновато-кавернозных доломитов и известняков при увеличении плотности бурового раствора по сравнению с проектной. Нарушение режима СПО
		Кавернообразование	Размыв солей при недостаточной соленасыщенности раствора в интервалах залегания засоленных пород и пластов каменной соли
		Рапопроявления*	В зоне АВГД
1650	2000	Смятие колонн	В интервале залегания солей, склонных к текучести
2050	2100	Рапопроявления	В зоне АВГД

Окончание таблицы 5

1	2	3	4
2100	2627	Поглощения бурового раствора	При бурении трещиновато-кавернозных доломитов и известняков
2200	2450	Кавернообразование	Размыв солей при недостаточной соленасыщенности раствора в интервалах залегания засоленных пород и пластов каменной соли
2490	2550	Газоводопроявления	Снижение гидростатического давления на пласт-коллектор при поглощениях, подъеме инструмента, недолив скважины
2627	2705	Смятие колонн	В интервале залегания солей, склонных к текучести
2705	2783	Поглощения	В интервалах залегания выщелоченных трещиновато-кавернозных пород при увеличении плотности бурового раствора по сравнению с проектной. Нарушение режима СПО
2783	2874	Поглощения	При бурении трещиновато-кавернозных доломитов
2874	3010	Поглощения	При прохождении выщелоченных трещиновато-кавернозных пород
2890	2964	Газопроявления	В интервалах залегания песчаников-коллекторов парфёновского горизонта при увеличении плотности бурового раствора по сравнению с проектной. Нарушение режима СПО Снижение гидростатического давления на пласт-коллектор при поглощениях, подъеме инструмента, недолив скважины

При циркуляции в скважине буровой раствор должен выполнять следующие функции:

- создание противодействия пластовому давлению;
- очистка забоя от выбуренной породы;
- формирование фильтрационной корки на стенках скважины, которая укрепляет неустойчивые отложения и уменьшает воздействие фильтрата бурового раствора на породы разобщением разбуриваемых пластов и открытого ствола;
- транспортировка выбуренной породы из скважины и удержание её во взвешенном состоянии после прекращения циркуляции;
- передача гидравлической энергии на забойный двигатель и долото;
- предупреждение осыпей, обвалов и других осложнений;
- обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов;
- обеспечение смазывающего и антикоррозионного действия на буровой инструмент;
- охлаждение и смазывание долот;
- обеспечение охраны окружающей среды;
- предотвращение возможностей возникновения осложнений при бурении (дифференциальный прихват, поглощения, нефтегазопроявления и других);
- обеспечение информацией о геологическом разрезе.

Выбор параметров промывочной жидкости произведён исходя из геологической характеристики разреза, геологических осложнений и ожидаемых пластовых давлений, а также согласно п. 210 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Расчёт плотностей буровых растворов

Интервал 1

Бурение под направление 530,0 мм в интервале 0–70 м.

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под направление диаметром 530 мм составит $\rho = 729 \text{ кг/м}^3$.

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013 в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины плотность промывочной жидкости при бурении интервала под направление принята $\rho = 1050 \text{ кг/м}^3$.

Принятая плотность бурового раствора 1050 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта, т.е. условия бурения совместимые.

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения под направление диаметром 530,0 мм, составит $\rho_{\text{экв}} = 1158 \text{ кг/м}^3$.

Бурение под направление предусматривается на полимерглинистом буровом растворе плотностью не более 1050 кг/м^3 .

Интервал 2

Бурение под кондуктор 426,0 мм в интервале 70–690 м.

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (10 % – для скважин глубиной менее 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под кондуктор диаметром 426 мм составит $\rho = 729 \text{ кг/м}^3$.

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013 в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины, а также с целью минимизации рисков возникновения поглощений

бурового раствора плотность промывочной жидкости при бурении интервала под кондуктор диаметром 426 мм принята $\rho = 950 \text{ кг/м}^3$.

Принятая плотность бурового раствора 950 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения под кондуктор, составит $\rho_{\text{экв}} = 1288 \text{ кг/м}^3$.

Бурение интервала под кондуктор предусматривается на полимерглинистом буровом растворе с введением в его состав компонентов для получения аэрированных систем с пониженной плотностью (950 кг/м^3).

Интервал 3

Бурение под промежуточную колонну 323,9 мм в интервале 690–1560 м.

Бурение интервала под промежуточную колонну предусматривается с применением системы бурения с регулируемым давлением (далее БРД). Использование системы БРД позволяет:

- производить вскрытие продуктивных пластов на давлении, находящемся в равновесии с пластовым;
- осуществлять оперативное обнаружение и предупреждение ГНВП;
- уменьшать пульсацию/скачки давления;
- способствовать минимизации рисков возникновения поглощений бурового раствора.

Для поддержания необходимого (дополнительного) противодействия на пласт в комплект системы БРД входит блок дросселей и роторный устьевой герметизатор (далее РУГ). Максимально допустимое устьевое давление в динамических условиях, которое выдерживает РУГ, при оборотах ротора 100 об./мин. составляет 70 атм.

При бурении интервала под промежуточную колонну вскрывается продуктивный пласт в интервале бильчирского горизонта ангарской свиты. Плотность бурового раствора, гидростатическое давление которого находится в равновесии с пластовым, составит $\rho = 729 \text{ кг/м}^3$.

Бурение интервала под промежуточную колонну с использованием системы БРД предусматривается на безводном буровом растворе (Полибур Турбо) плотностью 910 кг/м^3 .

По достижению необходимой глубины спуска промежуточной колонны (или для смены КНБК) производится перевод скважины на буровой раствор плотностью 1040 кг/м^3 . Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под промежуточную колонну 323,9 мм в интервале 690–1560 м составит $\rho = 1038 \text{ кг/м}^3$.

Принятая плотность бурового раствора 1040 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта (совместимые условия бурения).

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения 690–1560 м под промежуточную колонну, составит $\rho_{\text{экв}} = 1264 \text{ кг/м}^3$.

Интервал 4

Бурение под эксплуатационную колонну 244,5х250,8 мм в интервале 1560–2100 м.

Бурение интервала под эксплуатационную колонну предусматривается с применением системы БРД на полимерном минерализованном буровом растворе плотностью 1210 кг/м^3 , также начальная плотность бурового раствора определена с учётом исключения возможных поглощений.

При обнаружении первых признаков рапопроявления произвести перевод скважины на буровой раствор плотностью 2020 кг/м^3 (перед бурением интервала под эксплуатационную колонну предусмотреть приготовление минерализованного утяжелённого

бурового раствора плотностью 2020 кг/м³ в объёме не менее 130 м³). Корректировка плотности бурового раствора осуществляется в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого интервала.

Плотность бурового раствора, гидростатическое давление которого находится в равновесии с пластовым, составит $\rho = 2304$ кг/м³.

Таким образом, дальнейшее углубление скважины необходимо производить на равновесии с пластовым давлением с использованием бурового раствора плотностью $\rho = 2020$ кг/м³ с поддержанием противодействия с помощью системы БРД.

Расчётное значение противодействия в процессе бурения (в том числе при наращивании бурильного инструмента) составит $P_{\text{уст}} = 5,7$ МПа.

Использование системы БРД в интервале бурения под эксплуатационную колонну позволит:

- осуществить оперативное обнаружение и предупреждение ГНВП (рапопроявления);
- минимизировать риски возникновения поглощений бурового раствора;
- производить углубление скважины на равновесии с пластовым давлением, исключить поступление рапы в ствол скважины.

По достижению необходимой глубины спуска эксплуатационной колонны (или для смены КНБК) производится перевод скважины на буровой раствор плотностью 2420 кг/м³. Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под эксплуатационную колонну 244,5×250,8 мм в интервале 1560–2100 м составит $\rho = 2419$ кг/м³.

Принимаем плотность бурового раствора 2420 кг/м³, что не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта.

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения 1560–2100 м под эксплуатационную колонну диаметром 244,5 мм, составит $\rho_{\text{экв}} = 2569$ кг/м³.

Интервал 5

Бурение под эксплуатационную потайную колонну 177,8 мм в интервале 2100/2100–2640/2641 м (по вертикали/по стволу).

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под эксплуатационную потайную колонну диаметром 177,8 мм составит $\rho = 1113$ кг/м³.

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013, в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины плотность промывочной жидкости при бурении интервала под эксплуатационную потайную колонну принята $\rho = 1110$ кг/м³.

Принятая плотность бурового раствора 1110 кг/м³ не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта.

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения под эксплуатационную потайную колонну, составит $\rho_{\text{экв}} = 1851$ кг/м³.

Бурение интервала под эксплуатационную потайную колонну предусматривается на безводном ингибирующем буровом растворе Полибур Турбо плотностью 1110 кг/м³.

Интервал 6

Бурение под пилотный ствол 146,0 мм в интервале 2640–3010/2641–3012 м (по вертикали/по стволу).

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под пилотный ствол диаметром 146,0 мм составит $\rho = 1081 \text{ кг/м}^3$.

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013 в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины плотность промывочной жидкости при бурении интервала под открытый ствол принята $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$.

Принятая плотность бурового раствора 1080 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии, не превышающей давления гидроразрыва пласта.

Эквивалентная плотность промывочной жидкости, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале бурения под открытый ствол, составит $\rho_{\text{экв}} = 1403 \text{ кг/м}^3$.

Бурение интервала под пилотный ствол предусматривается на безводном ингибирующем буровом растворе Полибур Турбо плотностью 1080 кг/м^3 .

Интервал 7

Бурение под хвостовик 114,3 мм в интервале 2640–2944/ 2641–3963 м (по вертикали/по стволу).

Регламентируемая плотность промывочной жидкости рассчитывается, исходя из условия создания её столбом гидростатического давления, превышающего пластовое (поровое) давление на величину, определённую п. 210 ПБ НГП 2013 (5 % – для скважин глубиной более 1200 м).

Расчёты показывают, что минимальная плотность бурового раствора в интервале бурения под хвостовик диаметром 114,3 мм составит $\rho = 1081 \text{ кг/м}^3$.

В соответствии с п. 212 ПБ НГП 2013 в целях предотвращения потери устойчивости ствола скважины плотность промывочной жидкости при бурении интервала под хвостовик принята $\rho = 1080 \text{ кг/м}^3$.

Принятая плотность бурового раствора 1080 кг/м^3 не противоречит правилам безопасности, в частности, созданием репрессии.

Эквивалентная плотность бурового раствора, соответствующая минимальному давлению поглощения в интервале, составит $\rho_{\text{экв}} = 1403 \text{ кг/м}^3$.

Бурение интервала под хвостовик предусматривается на безводном ингибирующем буровом растворе Полибур Турбо плотностью 1080 кг/м^3 .

Технологические параметры бурового раствора

Перед приготовлением высокоминерализованного полимерного раствора требуется произвести очистку емкостей ЦС для того, чтобы промывочная жидкость была без лишних примесей. Для предотвращения осложнений, при разбуривании продуктивных пластов, связанных с несоответствием параметров бурового раствора, в обязательном порядке проводить входной контроль глинопорошка, утяжелителя, полимерных и смазывающих реагентов. В таблице 6 указаны типы промывочных жидкостей, применяемые в различных интервалах.

Для предупреждения газонефтеводопроявлений перед вскрытием продуктивных горизонтов необходимо произвести уточнение значения необходимой плотности бурового раствора на основании опережающего прогноза пластового давления по результатам геологических исследований скважины. Все измерения параметров бурового раствора производятся в соответствии с требованиями нормативных документов и соответствующим оборудованием. В таблице 7 указаны технологические параметры буровых растворов для интервалов рассматриваемой скважины.

Также в отношении бурового раствора необходимо учесть, что в соответствии с п. 217 ПБ НГП 2013 при производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объёмов скважины:

- один в емкостях буровой установки;
- второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

Таблица 6 – Тип и параметры бурового раствора

Тип бурового раствора	Интервал бурения (по вертикали / по стволу), м		рН	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Содержание твёрдой фазы, %	Содержание песка, %	Катионно- обменная ёмкость (МВТ), кг/м ³
	от	до						
Полимерглинистый	0	70	8-9	12-25	70-120	до 12	<3	<35
Полимерглинистый	70	690	8-9	12-20	50-90	до 12	<1,5	<35
Полибур Турбо	690	1560	-	30-50	60-80	до 10	<1	-
			-	30-50	60-80	до 10	<1	-
Полимерный минерализованный (утяжеленный)	1560	2100	5-7	20-50	60-125	-	<1	-
			5-7	45-90	50-130	-	-	-
Полибур Турбо	2100	2640 / 2641	-	40-60	80-120	до 18	<1	-
Полибур Турбо	2640 / 2641	3010 / 3012	-	30-50	60-80	до 15	<1	-
Полибур Турбо	2640 / 2641	2944 / 3963	-	30-50	60-80	до 15	<1	-

Таблица 7 – Технологические параметры бурового раствора

Тип бурового раствора	Интервал бурения (по вертикали / по стволу), м		Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин.	Корка, мм	Коэффициент трения глинистой корки	СНС, дПа	
	от	до						1 мин.	10 мин.
Полимерглинистый	0	70	1050	60-80	<9	≤1,5	0,30	60-90	70-120
Полимерглинистый	70	690	950	60-80	<8	≤1,5	0,25	30-50	60-100
Полибур Турбо	690	1560	910	-	3-4	≤0,5	-	20-50	30-70
			1040	-	3-4	≤0,5	-	20-50	30-70
Полимерный минерализованный (утяжеленный)	1560	2100	1210	25-30	-	≤0,5	-	20-50	25-75
			(2020) 2420	80-130	-	>2	-	20-50	25-75
Полибур Турбо	2100	2640 / 2641	1110	-	3-4	≤1	-	40-70	60-90
Полибур Турбо	2640 / 2641	3010 / 3012	1080	-	3-4	≤0,5	-	20-50	30-70
Полибур Турбо	2640 / 2641	2944 / 3963	1080	-	3-4	≤0,5	-	20-50	30-70

В таблице 8 приведена информация по необходимому количеству буровых растворов для бурения всех интервалов скважины № 9 Висканской площади.

В скобках таблицы 8 указано значение объёма бурового раствора, переведённого с предыдущих интервалов (в том числе с блока дополнительных емкостей $V = 360 \text{ м}^3$), также буровой раствор Полибур Турбо после бурения интервала под промежуточную колонну переводится в блок дополнительных емкостей и в дальнейшем используется для бурения интервалов под эксплуатационную потайную колонну, пилотный ствол и хвостовик.

Перед бурением интервала под эксплуатационную колонну обязательным условием является приготовление минерализованного утяжелённого бурового раствора плотностью 2020 кг/м^3 в объёме не менее 130 м^3 для оперативной ликвидации возможного геологического осложнения в виде рапопроявления. Содержание хлорид-ионов в минерализованном буровом растворе должно превышать значение в 180000 мг/л . Общий запас материалов на скважину завозится перед началом бурения.

Рецептура обработки бурового раствора

В таблице 9 указана рецептура приготовления бурового раствора и перечень необходимых материалов, химических реагентов.

Допускается замена реагентов на аналоги, включённые в перечень компонентов буровых растворов. Запас химреагентов принят с учётом фактического опыта бурения скважин-аналогов на месторождении. С целью минимизации непроизводительного времени (НПВ) при возникновении осложнений, связанного с ожиданием завоза необходимых химреагентов, требуется предусмотреть наличие данного объёма материалов на скважине перед началом производства буровых работ. Необходимо вести входной контроль качества химических реагентов на соответствие их требованиям проектной документации и программе промывки.

Технология бурения интервалов с возможным рапопроявлением

Технические решения по углублению скважины основаны на использовании серийно выпускаемых долот, забойных двигателей и бурильных труб. При бурении обязательно производить профилактические отрывы бурильного инструмента от забоя.

Новое долото обкатывается по технологии сервисной компании, либо рекомендациям завода-изготовителя. При отсутствии указаний производителя приработку осуществлять с нагрузкой 2–3 тонны в течение 10–15 минут с последующим плавным увеличением нагрузки до проектных значений. Спуск нового долота осуществляется с проработкой до свободного прохождения в местах посадок и затяжек бурильной колонны и в призабойной зоне. При смене долота на бурголовку производится очистка забоя с включением в состав КНБК фрезера-ловителя магнитного и шламометаллоуловителя. Перед началом каждого долбления производится промывка скважины при поднятом над забоем долоте до приведения параметров бурового раствора в соответствии с программой проводки скважины, но не менее объёма затрубного пространства, после окончания каждого долбления – в течение 1 цикла. Перед наращиванием необходимо производить трёхкратную проработку ствола скважины на длину свечи и промывку в течение 5 минут. При подъёме бурильной колонны постоянно производить долив с контролем объёма доливаемого раствора.

При смене КНБК скорость спуска ограничивается до $0,3\text{--}0,4 \text{ м/с}$, не допуская посадок более 5 тонн. При спуске бурильной колонны за 500 м до продуктивного пласта скорость снижается до $0,2 \text{ м/с}$.

С целью гашения продольных колебаний в бурильных трубах и упорядочения динамических нагрузок на шарошечном долоте в процессе бурения скважины в состав КНБК требуется включить винтовой забойный двигатель, имеющий в своём составе наддолотный амортизатор. Важным условием для качественного крепления скважины является подготовка ствола скважины перед спуском обсадной колонны. Подготовка ствола к спуску обсадных колонн:

- проработке подвергаются интервалы, в которых получена посадка более 3 тонн;
- при каждом спуске в скважину или подъёме из скважины калибрующие элементы компоновки обмеряются с записью результатов в суточный рапорт;

Таблица 8 – Тип бурового раствора и его потребность

Интервал (по вертикали / по стволу), м		Тип бурового раствора	Потребность бурового раствора, м³				
от (верх)	до (низ)		объём ствола скважины	объём на поверхности (ёмкости БУ)	объём потерь	суммарный объём	объём запаса (в виде материалов и реагентов)
0	70	Полимерглинистый	31,2	80,0	64,0	175,2	0
70	690	Полимерглинистый	177,8	177,8	183,0	538,6 (97)	177,8
690	1560	Полибур Турбо	226,0	226,0	178,9	630,9	226,0
1560	2100	Полимерный минерализованный (утяжелённый)	154,5	154,5	91,0	400,0	154,5
2100	2640 / 2641	Полибур Турбо	102,6	102,6	29,4	234,6 (234,6)	102,6
2640 / 2641	3010 / 3012	Полибур Турбо	88,0	88,0	49,6	225,6 (225,2)	88,0
2640 / 2641	2944 / 3963	Полибур Турбо	105,5	105,5	34,1	245,1 (244,7)	105,5

Таблица 9 – Рецептура обработки и потребность в компонентах бурового раствора

Интервал бурения (по вертикали / по стволу), м	Наименование химреагентов и материалов	Цель применения реагента	Норма расхода, кг/м ³	Потребность компонентов, тонн	
				всего	кроме того, запас на скважину
1	2	3	4	5	6
	Глиноporошок ПБМБ (ПБМА, ПБМВ)	Структурообразователь	40,0	7,01	-
	Сода кальцинированная	Регулятор рН и жёсткости	3,0	0,53	-
0-70	Сода каустическая	Регулятор рН	1,0	0,18	-
	ПАЦ-В (КМЦ-9В)	Регулятор реологических свойств и фильтрации	3,0	0,53	-
	Поли ТЦР	Понижитель фильтрации, компонент для получения аэрированных систем с пониженной плотностью	40,0	7,01	-
	Биополимер	Структурообразователь	3,0	0,53	-
	ФХЛС (ФХЛС-М, Окзил)	Лигносульффонатный разжижитель	3,0	0,53	-
	ПолиПАВ – ВН	ПАВ	4,0	0,70	-
	Вода техническая	Основа	953,0	166,92	-
	Глиноporошок ПБМБ (ПБМА, ПБМВ)	Структурообразователь	30,0	13,25	5,33
	Сода кальцинированная	Регулятор рН и жёсткости	2,0	0,88	0,36
	Сода бикарбонат	Нейтрализация ионов кальция и магния	0,5	0,22	0,09
70-690	Сода каустическая	Регулятор рН	2,0	0,88	0,36
	ПАЦ-В (КМЦ-9В)	Регулятор реологических свойств и фильтрации	3,0	1,32	0,53
	Поли ТЦР	Понижитель фильтрации, компонент для получения аэрированных систем с пониженной плотностью	40,0	17,66	7,11
	Биополимер	Структурообразователь	3,0	1,32	0,53
	ФХЛС (ФХЛС-М, Окзил)	Лигносульффонатный разжижитель	3,0	1,32	0,53
	Полидефом	Пеногаситель	2,0	0,88	0,36
	Микан-40	Сухая смазочная добавка для спуска ОК	5,0	2,21	0,89
	Полиплаг-Б	Кольматирующий наполнитель	1,0	0,44	0,18
	Полиплаг-6А	Кольматирующий наполнитель	3,0	1,32	0,53
	Бактерицид ЛПЭ-11	Предотвращение биодеструкции	1,0	0,44	0,18
	ПолиПАВ - ВН	ПАВ	4,0	1,77	0,71
	Вода техническая	Основа	850,5	375,58	151,22

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
690–1560	Сода каустическая	Регулятор рН	2,0	1,26	0,45
	Микрорамор (МР-1, МР-2)	Карбонатный коагулянт, утяжелитель	250,0	157,73	56,51
	Турбо	Минеральная основа для инвертных эмульсий	765,0	482,67	172,91
	Турбо Р	Регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор	135,0	85,18	30,51
	Эмульгатор Стаб ТС	Эмульгатор инвертных эмульсий	15,0	9,46	3,39
	Гидрофобизатор	Гидрофобизатор для инвертных эмульсий	20,0	12,62	4,52
	Полиолчек Вис АТ	Регулятор реологических свойств и фильтрации	30,0	18,93	6,78
	Известь негашёная	Стабилизатор эмульсий, связывание свободной воды	3,0	1,89	0,68
	ЖС-СБМ	Нейтрализатор сероводорода	10,0	6,31	2,26
	Полилаг-Б	Кольматирующий наполнитель	1,0	0,63	0,23
	Полилаг-6А	Кольматирующий наполнитель	2,0	1,26	0,45
	Сода каустическая	Регулятор рН	2,0	0,80	0,31
	Барит	Утяжелитель	2050	820,02	316,74
1560–2100	Полицем пласт-1	Пластификатор	5	2,00	0,77
	Полицем Газблок	Стабилизатор, понизитель фильтрации	5,0	2,00	0,77
	Биополимер	Структурообразователь	3,0	1,20	0,46
	Смолополимер	Стабилизатор реологических свойств и фильтрации	15,0	6,00	2,32
	ФХЛС (ФХЛС-М, Окзил)	Лигносульфонатный разжижитель	5,0	2,00	0,77
	Полидефом	Пеногаситель	5	2,00	0,77
	Хлористый кальций	Минерализация раствора	350	140,00	54,08
	Полилаг-Б	Кольматирующий наполнитель	1	0,40	0,15
	Полилаг-6А	Кольматирующий наполнитель	2,0	0,80	0,31
	Полиэконол А	Ингибитор кристаллизации рапы	100,0	40,00	15,45
	Вода техническая	Основа	717,0	286,81	110,78

Продолжение таблицы 9

2100–2640/ 2100–2641	Сода каустическая	Регулятор pH	2,0	–	–
	Микрорамор (MP-1, MP-2)	Карбонатный коагулянт, утяжелитель	360,0	25,81	11,29
	Турбо	Минеральная основа для инвертных эмульсий	765,0	–	–
	Турбо Р	Регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор	135,0	–	–
	Эмульгатор Стаб ТС	Эмульгатор инвертных эмульсий	15,0	–	–
	Гидрофобизатор	Гидрофобизатор для инвертных эмульсий	20,0	–	–
	Полиолчек Вис АТ	Регулятор реологических свойств и фильтрации	30,0	–	–
	Известь негашеная	Стабилизатор эмульсий, связывание свободной воды	3,0	–	–
	Полиплаг-Б	Кольматирующий наполнитель	1,0	–	–
	Полиплаг-6А	Кольматирующий наполнитель	2,0	–	–
	Сода каустическая	Регулятор pH	2,0	–	–
	2640–3010/ 2641–3012	Микрорамор (MP-1, MP-2)	Карбонатный коагулянт, утяжелитель	250	–
Турбо		Минеральная основа для инвертных эмульсий	765,0	–	–
Турбо Р		Регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор	135,0	11,28	4,40
Эмульгатор Стаб ТС		Эмульгатор инвертных эмульсий	15,0	–	–
Гидрофобизатор		Гидрофобизатор для инвертных эмульсий	20	–	–
Полиолчек Вис АТ		Регулятор реологических свойств и фильтрации	30,0	–	–
Известь негашеная		Стабилизатор эмульсий, связывание свободной воды	3,0	–	–
Полиплаг-Б		Кольматирующий наполнитель	1,0	–	–
Полиплаг-6А		Кольматирующий наполнитель	2,0	–	–

Окончание таблицы 9

1	2	3	4	5	6
2640–2944 / 2641–3963	Сода каустическая	Регулятор рН	2,0	–	–
	Микроамрамор (МР-1, МР-2)	Карбонатный кольматант, утяжелитель	250,0	–	–
	Турбо	Минеральная основа для инвертных эмульсий	765,0	–	–
	Турбо Р	Регулятор реологических свойств, комплексный ингибитор	135,0	12,26	5,28
	Эмульгатор Стаб ТС	Эмульгатор инвертных эмульсий	15,0	–	–
	Гидрофобизатор	Гидрофобизатор для инвертных эмульсий	20,0	–	–
	Полийолчек Вис АТ	Регулятор реологических свойств и фильтрации	30,0	–	–
	Известь негашеная	Стабилизатор эмульсий, связывание свободной воды	3,0	–	–
	Полиплаг-Б	Кольматирующий наполнитель	1,0	–	–
	Полиплаг-6А	Кольматирующий наполнитель	2,0	–	–
	Глинопоршок ПБМБ (ПБМА, ПБМВ)	Структурообразователь			30,00
	Баритовый утяжелитель	Утяжелитель			300,0
	Наполнитель КФ-30Р	Кольматирующий наполнитель			2,0
	Полиплаг-Б	Кольматирующий наполнитель			4,0
	Полиплаг-6А	Кольматирующий наполнитель			6,0
	Полиблок	Водоизолирующий и кольматирующий реагент			2,0
	Полиэкспан (ПБС)	Водоизолирующий и кольматирующий реагент			2,0
	ЖС-СБМ	Нейтрализатор сероводорода			2,0
	Опилки	Кольматирующий наполнитель			3,0
	Резиновая крошка	Кольматирующий наполнитель			3,0
	Полицем Гипс	Тампонажный цемент для ликвидации осложнений			12,0
	Полицем ТПП	Тампонирующий агент			10,0
	Полицем СТП-3	Замедлитель схватывания для гипсовых и гипсо-цементных тампонажных растворов			0,5
	Полицем МЦ (магнезиальный цемент)	Тампонажный цемент для ликвидации осложнений			10,0
	Шлак угольный	Кольматирующий наполнитель			2,0
	Поли ПАВ-ВН	ПАВ водорастворимый			0,5
Поли ПАВ-МГ	ПАВ маслорастворимый			0,5	
Полиблокатор Комби	Состав для ликвидации поглощений			2,0	
Набухающий кольматант ЮСП-1105, ЮСП-5001, ЮСП-5204	Кольматирующий наполнитель			3,0	

- калибрование ствола заканчивается пропуском до забоя компоновки без вращения;
- ствол скважины необходимо проработать при получении затяжек или посадок геофизических приборов.

Бурение с регулируемым давлением

По причине наличия возможных интервалов с такими геологическими осложнениями, как АВПД и рапопроявление, бурение секций под промежуточную колонну диаметром 323,9 мм и эксплуатационную колонну диаметром 244,5×250,8 мм осуществляется с применением комплекса оборудования системы бурения с регулируемым давлением (БРД).

Использование системы БРД позволяет:

- производить контроль давления в скважине в процессе бурения (вскрытие продуктивных пластов на давлении, находящемся в равновесии с пластовым), наращивания и СПО;
- осуществлять оперативное обнаружение и предупреждение ГНВП;
- уменьшить пульсацию/скачки давления, а также способствует минимизации рисков возникновения поглощений бурового раствора.

В комплект оборудования системы БРД входит:

- роторный устьевого герметизатор (РУГ);
- блок управления;
- автоматический дроссельный манифольд;
- расходомер Кориолиса;
- насос (для создания противодействия);
- двухфазный сепаратор;
- факельная установка (газовый расходомер).

Основным оборудованием системы БРД, осуществляющими герметизацию устья скважины в процессе бурения (СПО) и позволяющими производить контроль за параметрами противодействия, являются РУГ и автоматический дроссельный манифольд.

РУГ представляет собой устройство пассивного уплотнения, устанавливаемое на противовыбросовое оборудование. РУГ обеспечивает безопасное отведение выходящих из скважины газов, бурового раствора, пластовых флюидов и выбуренной породы к оборудованию контроля затрубного давления и сепарации. Герметизация пространства вокруг буровой колонны осуществляется за счёт резиновых/полиуретановых уплотнителей, закреплённых с помощью болтового соединения на вращающейся части РУГ – подшипниковом узле. Подшипниковый узел вставляется в корпус РУГ и зажимается с помощью металлического хомута. Данная конструкция позволяет оперативно производить замену изношенного уплотнительного элемента вместе с подшипниковым узлом (замена осуществляется в течение 30–40 минут).

Автоматический дроссельный манифольд предназначен для создания требуемого противодействия в скважине как в динамических, так и в статических условиях. Изменение положения дросселя увеличивает/уменьшает эффективный диаметр проходного отверстия, что облегчает/затрудняет прохождение жидкости через данную секцию и таким образом влияет на величину противодействия. Дроссельный манифольд оснащён датчиками давления на входной и на выходной линии, что позволяет автоматической системе при необходимости подбирать соответствующее требуемому противодействию положение дросселя.

Роторный устьевого герметизатор

Бурение интервалов с возможными осложнениями в виде ГНВП и рапопроявлений предусматривается с применением системы бурения с регулируемым давлением (далее БРД). Использование системы БРД позволяет производить вскрытие продуктивных пластов на давлении, находящемся в равновесии с пластовым, осуществлять оперативное обнаружение и предупреждение ГНВП, уменьшить пульсацию/скачки давления, а также способствует минимизации рисков возникновения поглощений бурового раствора.

Роторный устьевой герметизатор предназначен для герметизации устья скважины вокруг любой части бурильной колонны, в том числе ведущих, утяжелённых, насосно-компрессорных, а также замковых соединений бурильных труб, при её вращении, расхаживании, наращивании и выполнении спускоподъёмных операций. Устанавливается герметизатор над блоком превенторов вместо разъёмного желоба для создания закрытой циркуляционной системы и отвода бурового раствора через дроссельный манифольд к блоку очистки циркуляционной системы буровой установки.

При работе с РУГ трубы должны быть специально подготовлены. На них необходимо удалить забоины, царапины, заусенцы, замки бурильных труб должны иметь фаски. К работе с роторным герметизатором допускаются лица, знающие его устройство и правила эксплуатации.

Герметизатор устьевой роторный содержит муфту ведущей бурильной трубы 1, установленную на неё и взаимодействующую при работе с муфтой герметизатора 2, передающей крутящий момент самоуплотняющейся манжете 3, тем самым обеспечивающей синхронное вращение ведущей бурильной трубы с самоуплотняющейся манжетой 3. Упорный подшипник скольжения 4 из износостойкого материала установлен между муфтой герметизатора 2 и крышкой 5. Поверхность муфты герметизатора 2, контактирующая с упорным подшипником скольжения 4, имеет смазывающе-охлаждающие каналы (рис. 3). В нижней части муфты герметизатора 2 имеется упорный выступ 6, входящий в кольцевую выточку самоуплотняющейся манжеты 3, обеспечивающий ей более высокую прочность. В полость крышки 5 установлен узел радиального подшипника скольжения, выполненный из износостойкого материала в виде одного и более разрезных колец 7 и верхнего разрезного кольца 8, под которым находится уплотнительное кольцо 9. Причём верхнее разрезное кольцо 8 для взаимодействия с уплотнительным кольцом 9 имеет основание, срезанное под углом к оси герметизатора, тангенс которого определяется соотношением:

$$\operatorname{tg} \alpha \leq \frac{D}{R},$$

где D – внутренний диаметр кольца узла радиального подшипника; R – радиус сечения уплотнительного кольца.

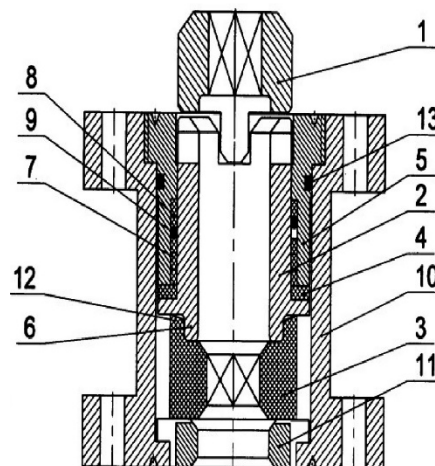


Рисунок 3 – Герметизатор устьевой роторный

Самоуплотняющаяся манжета 3 имеет размер и форму, позволяющие ей пропускать муфты замковых спускаемых труб через отверстие в ней, не извлекая её из корпуса герметизатора. Наружный диаметр самоуплотняющейся манжеты 3 позволяет ей свободно перемещаться в корпусе 10 в горизонтальной плоскости, не задевая его внутренней стороны при плохом центрировании бурильной колонны, что исключает износ по наружной поверхности самоуплотняющейся манжеты 3. Снизу самоуплотняющаяся манжета 3 опирается в центратор 11 и обеспечивает начальную герметичность при малой величине давления в корпусе 10 герметизатора за счёт поджатия губы 12 самоуплотняющейся

манжеты 3. При повышении давления самоуплотняющаяся манжета 3 приподнимается над центратором 11, образуя зазор при работе, вследствие чего отсутствует износ и на нижней части самоуплотняющейся манжеты 3. Между крышкой 5 и корпусом 10 установлено уплотнительное кольцо 13.

Муфта ведущей бурильной трубы 1 обеспечивает зацепление с муфтой герметизатора 2 при вращении ведущей бурильной трубы в любом направлении с возможным одновременным осевым перемещением её вверх или вниз, а также свободное расцепление от муфты герметизатора 2 в момент выхода муфты замка ведущей бурильной трубы из герметизатора при подъёме ведущей бурильной трубы без вращения.

Герметизатор работает следующим образом. Его устанавливают на устье скважины так, чтобы муфта замка верхней бурильной трубы оказалась над герметизатором. Затем на бурильную колонну навинчивают ведущую бурильную трубу, снабжённую муфтой ведущей бурильной трубы 1, и производят спуск колонны.

При спуске ведущей бурильной трубы через герметизатор муфта ведущей бурильной трубы 1 входит в зацепление с муфтой герметизатора 2. После прохода муфты замка ведущей бурильной трубы через герметизатор самоуплотняющаяся манжета 3 плотно обжимает гранёную часть ведущей трубы. При появлении давления в корпусе герметизатора самоуплотняющаяся манжета 3 приподнимается над центратором 11, поджимается к муфте герметизатора 2 и обеспечивает герметизацию контакта с ней и с гранёной частью ведущей бурильной трубы.

При включении вращения крутящий момент через муфту ведущей бурильной трубы 1 передаётся от ведущей бурильной трубы муфте герметизатора 2, а от неё самоуплотняющейся манжете 3. При этом самоуплотняющаяся манжета 3 не контактирует с внутренней стенкой корпуса 10, а при появлении давления исчезает контакт нижней части самоуплотняющейся манжеты 3 с центратором 11. При вращении под давлением возникает осевая нагрузка, передаваемая от самоуплотняющейся манжеты 3 муфте герметизатора 2, упорному подшипнику скольжения 4 и крышке 5. За счёт скольжения трущихся поверхностей крышки 5 или муфты герметизатора 2 по поверхности упорного подшипника скольжения 4 крутящий момент передаётся от муфты герметизатора 2 самоуплотняющейся манжете 3, синхронизируя вращение самоуплотняющейся манжеты 3 и ведущей бурильной трубы. Возникающие радиальные нагрузки, вызванные плохим центрированием ведущей бурильной трубы, воспринимают центратор 11 и узел радиального подшипника скольжения, состоящий из разрезных колец 7 и верхнего разрезного кольца 8, основание которого срезано под углом к оси герметизатора. При этом герметичность обеспечивается уплотнительным кольцом 9, установленным между кольцами 7 и верхним кольцом 8. В процессе работы уплотнительное кольцо 9 поджимается к кольцу 8. Кроме того, кососрезанное основание кольца 8 обеспечивает смазку в зоне трения поверхностей уплотнительного кольца 9 и цилиндрической поверхности муфты герметизатора 2, что увеличивает ресурс работы уплотнительного кольца 9.

Герметичность между крышкой 5 и корпусом 10 достигается за счёт уплотнительного кольца 13.

Во время спуска или подъёма ведущей бурильной трубы, как с вращением её, так и без вращения при давлении на устье самоуплотняющаяся манжета 3 своей верхней поверхностью герметично прилегает к муфте герметизатора 2 и имеет износ только по поверхности отверстия, т.е. в месте контакта самоуплотняющейся манжеты 3 с ведущей бурильной трубой.

Для наращивания бурильной трубы останавливают вращение, снижают давление на устье до нуля и производят подъём ведущей бурильной трубы через герметизатор, не демонтируя его с устья скважины так, чтобы верхняя муфта замка бурильной трубы оказалась выше герметизатора, при этом муфта ведущей бурильной трубы 1 автоматически расцепляется с муфтой герметизатора 2. Затем отвинчивают ведущую бурильную трубу, наращивают бурильную колонну, навинчивают ведущую бурильную трубу, причём муфта ведущей бурильной трубы 1 постоянно находится на ней и не демонтируется. Спуск бурильной колонны и дальнейшая работа герметизатора происходит в вышеописанном порядке. РУГ после установки на устье опрессовывается на рабочее давление в статике и на рабочее давление в динамике согласно технического паспорта, но не

превышающее давление опрессовки обсадной колонны. С целью предотвращения дополнительного динамического воздействия рабочей среды на обсадную колонну опрессовку производят с помощью устьевых пакеров. Результаты опрессовок оформляются актом.

Применение профильных перекрывателей для ликвидации зон поглощений

Одна из серьёзных проблем при строительстве скважин – это изоляция зон с интенсивным поглощением бурового раствора, вскрытие которых сопровождается обвалами пород. Это приводит к дополнительным многократным изоляционным работам, а иногда к перекрытию таких интервалов промежуточными колоннами и колоннами-«хвостовиками» с уменьшением диаметра скважины, усложнением её конструкции и значительным расходом обсадных труб, цемента и времени. Некоторые пласты, несовместимые по условиям бурения, находятся на незначительном расстоянии друг от друга и имеют небольшую толщину, каждый из них приходится перекрывать отдельной колонной. Также возможна установка данного оборудования для ликвидации интервала проявления рапы.

При бурении скважины № 9 Висканской площади существует большой риск возникновения зон катастрофического поглощения во время проведения работ в интервалах, где имеется риск столкнуться с рапопроявлением. Причиной поглощения промывочной жидкости служит значительная разность показателей забойных давлений в пластах с рапой и в пластах с другими породами. При прохождении интервалов с геологическим осложнением в виде рапопроявления используется утяжелённый буровой раствор, который впоследствии приведёт к гидроразрыву менее мощного нижнего пласта, что, в свою очередь, приведёт к образованию зоны катастрофического поглощения.

На сегодняшний день существует оригинальная технология, не имеющая аналогов в мировой практике строительства скважин, позволяющая перекрывать зоны вышеуказанных осложнений стальными обсадными трубами протяжённостью, соразмерной зоне осложнения, без их цементирования и с сохранением исходного диаметра скважины.

Назначение:

- для перекрытия зон осложнения (поглощения, водопроявления, осыпания, обвалов, рапопроявлений);
- для защиты продуктивных пластов от блокирования проницаемых каналов буровым и цементными растворами;
- для ремонта технических колонн при бурении скважин.

Область применения:

- вертикальные скважины;
- наклонно-направленные скважины;
- горизонтальные скважины.

На рисунке 4 показан пример использования профильного перекрывателя.

Главная цель технологии локального крепления скважин – располагать промежуточные обсадные колонны не телескопически, как это принято во всём мире, а последовательно, по мере вскрытия, перекрывать без уменьшения диаметра скважины пласты, несовместимые по условиям бурения, значительно упрощая конструкцию скважин и повышая качество крепления эксплуатационных колонн.

Технология заключается в том, что обсадные трубы профилируют по всей длине и уменьшают в поперечном сечении, а зону изоляции ствола скважины увеличивают в диаметре раздвижным расширителем до диаметра исходных (непрофилированных) обсадных труб. После спуска в скважину за счёт давления профильные трубы выправляют до исходных размеров и плотно прижимают к стенке расширенного участка скважин. Окончательное выравнивание гофрированных складок перекрывателя и калибровку его диаметра производят с помощью развальцевателя. Последующее бурение проходит без потери размера долота.

В зависимости от функционального назначения оборудования предусмотрены различные модификации ОЛКС. В комплект инструмента для установки перекрывателей входят расширители, предназначенные для расширения ствола скважины. Лопастные или шарошечные развальцеватели, предназначенные для окончательного выравнивания гофрированных складок профильного перекрывателя.

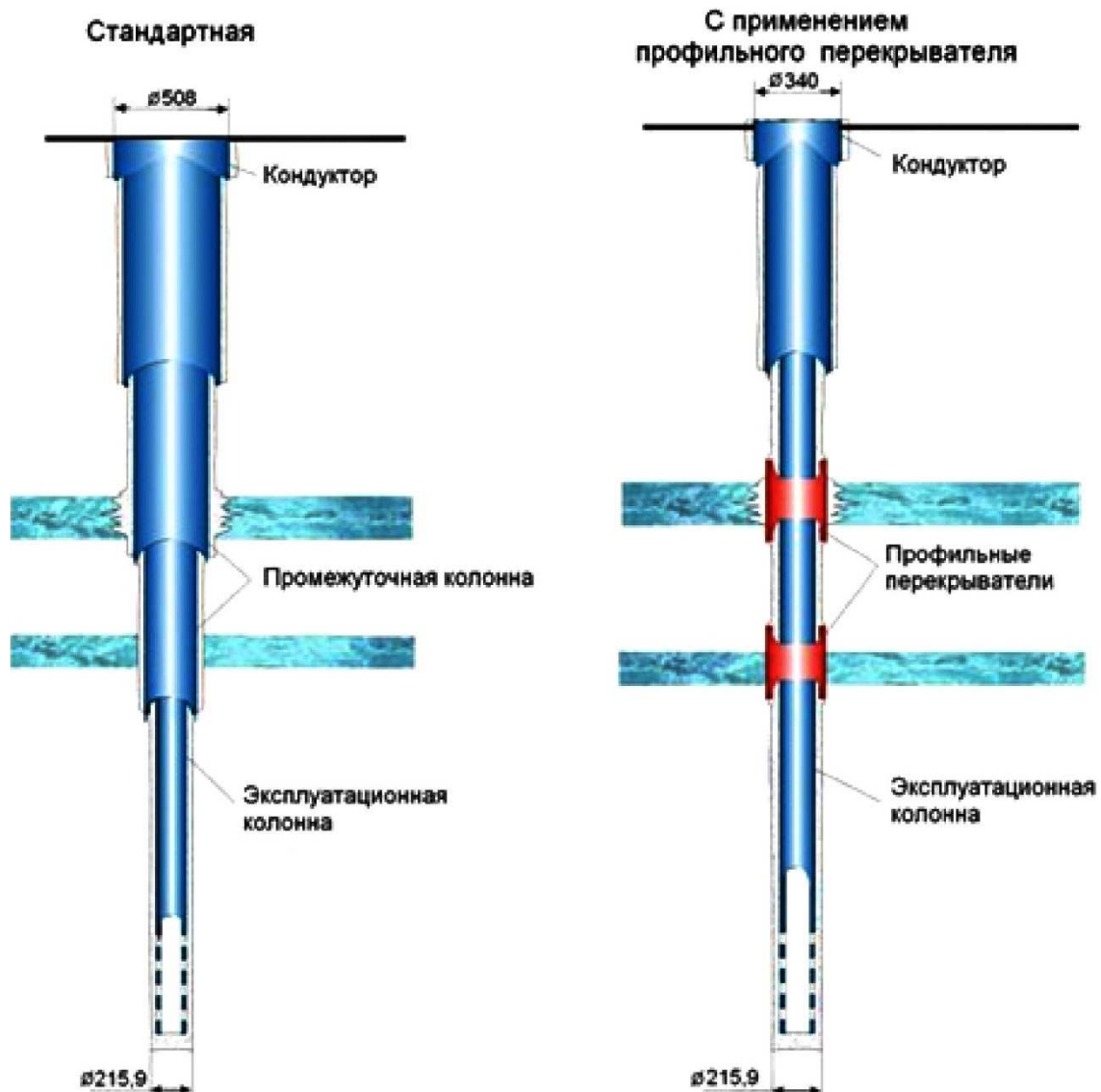


Рисунок 4 – Пример использования профильного перекрывателя

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 679 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика : справочное пособие в 2 книгах. – М. : Издательство «Недра», 2014. – Т. 1–2.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
14. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 1. – С. 297–315.
15. Батыров М.И., Савенок О.В. Предупреждение и ликвидация рапопроявлений при строительстве скважины № 9 на Виканской площади // Рассохинские чтения: Материалы Международной научно-практической конференции (6–7 февраля 2020 года); Секция 2: Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа. – Ухта : ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», 2020.
16. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 97–103.
17. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 166–169.
18. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 170-176.
19. Махаматхожаев Д.Р., Ёкубова Ф.Б., Саидов Т.С. Бурения скважин в соленосных отложениях АО «Узбурнефтегаз» в условиях рапопроявления // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 175–180.
20. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 202–205.
21. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

References

1. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Technology of oil and gas wells drilling. – М. : «Nedra-Business Center» LLC, 2003. – 679 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Prosveshchenie South LLC, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the Construction of Oil and Gas Wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.

7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House - South, 2012-2015. – Vol. 1–4.
8. Bulatov A.I., Dolgov S.V. Driller's companion : reference book in 2 books. – M. : «Nedra» Publishing House, 2014. – Vol. 1–2.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids : a textbook. – Novocheerkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rakhmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : OOO «Pervaya typographia», 2019. – Vol. 1–4.
14. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of the regression model for determination of the factors influencing on the properties and technological parameters of the drilling mud // Nauka. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 1. – P. 297–315.
15. Batyrov M.I., Savenok O.V. Warning and elimination of rapoproperties during construction of the well 9 at Vikanskaya area // Rasokhinskie readings: Proceedings of the International Scientific Conference (February 6–7, 2020); Section 2: Development and operation of oil and gas fields. – Ukhta : FSBOU VPO «Ukhta State Technical University», 2020.
16. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the influence of drilling mud parameters on the probability of differential tacking // Bulatovskikh readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Doctor of Technical Sciences, Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 97–103.
17. Makarova Ya.A., Egorova A.S. New system of drilling mud for qualitative completion of wells // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 166–169.
18. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of drilling mud compositions for drilling clayey rocks and prevention of salinosis // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / edited by Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : South Publishing House, 2017. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 170–176.
19. Makhamatkhodzhaev D.R., Yokubova F.B., Saidov T.S. Drilling of wells in saline deposits of JSC «Uzburneftgas» in the conditions of rapoproizvlenie // Bulatovskie readings: Proceedings of II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 175–180.
20. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud for struggle with differential prihvats // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 3: Storm oil and gas wells. – P. 202–205.
21. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. Certificate of state registration of database No. 2014620659. Application No. 2014620266. Date of entry 12 March 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.