

Современные решения по безаварийной проводке горизонтальных скважин в осложненных геологических условиях

С. А. Ильичев, управляющий директор по нефтесервису ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

В. В. Назаренко, главный специалист ПТО по СС УСС ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

С. В. Попов, руководитель технологической службы ООО «АКРОС»

Тайлаковское месторождение расположено в южной части Сургутского района ХМАО Тюменской области. Продуктивность разреза связана с отложениями ачимовской толщи нижнего мела (пласты Ач3_4) и юры (пласты Ю1, Ю2, Ю3, Ю4). Пласты группы Ю2–3, разрабатываемые в настоящее время, содержат около 90% начальных извлекаемых запасов.

Разработка месторождения была начата с южной части в 2004 году. Основные продуктивные отложения Тайлаковского месторождения разбурены преимущественно сеткой наклонно-направленных скважин. На текущей стадии разработки месторождения стратегическим направлением для поддержания уровня добычи является эксплуатационное разбуривание группы пластов Ю2–3 сеткой горизонтальных скважин. Это позволит достичь более высоких и рентабельных дебитов. В качестве методов дополнительной интенсификации добычи компанией ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» внедрены современные технологии многостадийного гидроразрыва пласта.

Проблематика

Проводка горизонтальных скважин на группу пластов Ю2–3 сопряжена с рисками технологических осложнений, связанными с негативными геологическими факторами – неустойчивостью разреза в бажендовской и кровле георгиевской свит.

Нестабильность данного интервала связана с региональной и общей тектонической обстановкой района работ – наличием локальной разломной тектоники (Верхневасюганский глубинный разлом) в северо-западной и юго-восточной частях месторождения, унаследованной в процессе формирования

Рисунок 1
Тектоническая карта Западно-Сибирской плиты (В. И. Шпильман, Н. И. Змановский, Л. Л. Подсосова, 1998 г.)

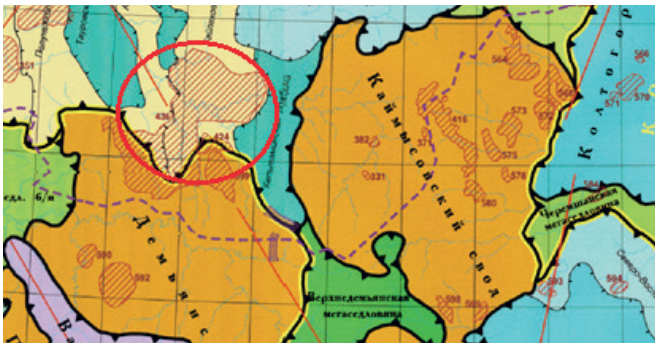
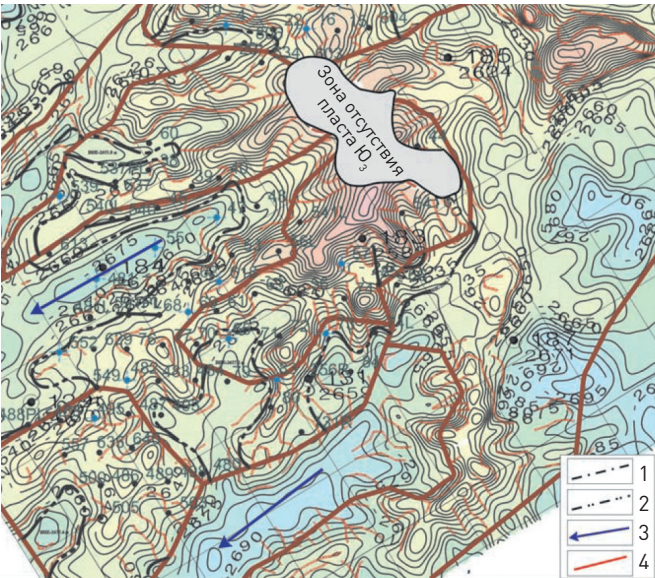


Рисунок 2
Структурная карта по кровле бажендовской свиты



1, 2 – соответственно внешний и внутренний контур нефтеносности; 3 – направления водных потоков; 4 – тектонические нарушения

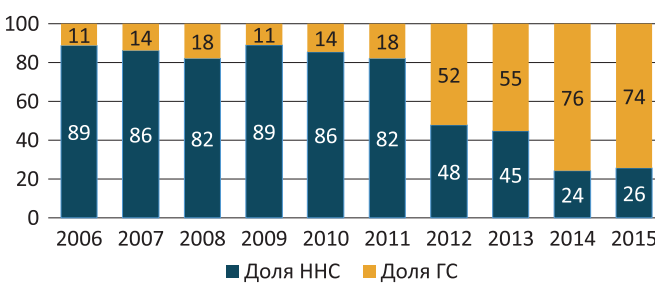
Каймысовского и Демьянского сводов, приуроченных к Колтогорско-Толькинской шовной зоне (рис. 1).

По результатам интерпретации 3D сейсмической съемки Тайлаковского месторождения, проведенной в 2005–2006 годах, выделенные зоны дезинтеграции рядом авторов интерпретированы как тектонические нарушения (рис. 2). Общая тектоническая обстановка позволяет предположить наличие зон распространения боковых оперяющих дизъюнктивов и зон трещиноватости, осложняющих геологическое строение пластов ЮС1 – ЮС4 и имеющих распространение от интервалов залегания платформенного чехла до кровли юрских отложений.

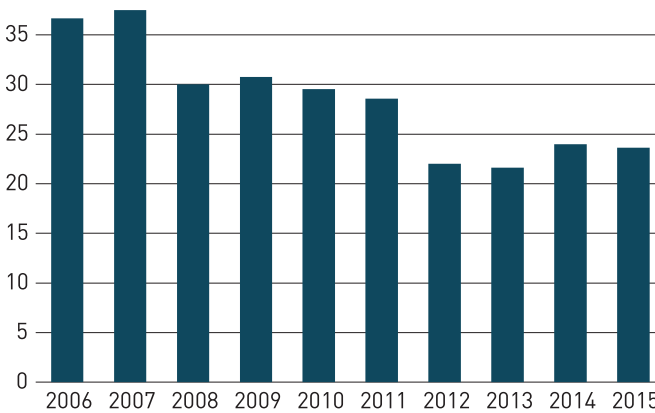
С точки зрения технологии бурения горизонтальных скважин тектоническое строение месторождения является фактором, предопределяющим риски аварий и осложнений, связанных с нестабильностью открытого ствола в интервале кровли юрских отложений – бажендовской и георгиевской свит. Причинами дестабилизации данного интервала при бурении являются развитая микротрещиноватость, аномальное распределение геомеханических напряжений в скелете пород. Физические свойства аргиллитов поздней стадии литогенеза верхнеюрских отложений и механизм их дестабилизации при вскрытии в значительной степени ограничивают круг возможных эффективных решений по ингибированию и обеспечению стабильности открытого ствола.

Наибольшее влияние аномальность геомеханических нагрузок приобретает при вскрытии данного интервала транспортным стволом под высокими зенитными углами

Рост количества ГС по годам



Доля скважин с проявлением нестабильности ствола



(75–87°). Осложнения при бурении выражаются в сужении открытого ствола, осыпании стенок скважины, прихватах КНБК, потерях производительного времени на дополнительные шаблонирования и проработки открытого ствола. В наиболее осложненных случаях возможен недоспуск транспортной колонны при спуске в интервале неустойчивых аргиллитов, что осложняет последующее бурение горизонтального участка в не перекрытом колонной участке, а также перебуривание части транспортного ствола.

С увеличением доли горизонтальных скважин на месторождении с 2011 по 2015 годы происходило поступательное снижение количества технологических осложнений, связанных с нестабильностью открытого ствола в интервале бажендовской и георгиевской свит. Снижение степени аварийности связывается с накоплением опыта бурения, усовершенствованием технологических регламентов проводки скважин, однако в большей степени инструментом обеспечения стабильности открытого ствола являлись инженерные решения в области буровых растворов, общую историю развития которых можно представить как поиск оптимального типа систем и определение наиболее эффективного механизма предотвращения проявления нестабильности ствола скважины.

Период	Применяемые технологии	Ключевые характеристики
2006–2007	Базовый полимер-карбонатный хлоркалийевый буровой раствор	Удельный вес при вскрытии бажендовской свиты 1,10–1,14 г/см³
2008–2012	Базовый полимер-карбонатный хлоркалийевый буровой раствор	Постепенное увеличение удельного веса при вскрытии бажендовской свиты до 1,18–1,20 г/см³
2013–2015	Пресные системы на основе синтетических полимеров	Увеличение удельного веса в диапазоне 1,20–1,32 г/см³. Применение ингибиторов – микрокольматантов

Новый партнер и новое решение

Очередной импульс развития инжиниринга буровых растворов связан с привлечением ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» нового технологического партнера в лице нефтесервисной компании «АКРОС».

Выбор алгоритма решения проблематики нестабильности открытого ствола в интервале верхнеюрских отложений был произведен на основании лабораторных исследований фактического кернового материала и структурного эмпирического анализа более 200 пробуренных скважин.

В ходе лабораторных исследований керна и работ по подбору оптимального механизма ингибирования выявлены следующие ключевые закономерности и характеристики:

- активность глинистых пород, характеризуемая катионно-обменной емкостью, имеет минимальную величину;
- степень зависимости гидратации образцов от минерализации бурового раствора и наличия ионных ингибиторов низка;
- линейное увеличение объема породы (Linear Swell Meter Test) незначительно зависит от типа и концентрации ионных ингибиторов (соли, производные аминов).

Анализ вскрытия верхнеюрских отложений пробуренными скважинами был направлен на выявление зависимости геомеханической стабильности интервала от азимутального направления продолжения транспортного ствола.



Фрагмент керна. Тайлаковское месторождение, бажендовская свита

С целью опробования и выявления наиболее эффективных методов обеспечения стабильности ствола в период с 2015 по 2016 годы были проведены опытно-промышленные испытания различных ингибирующих систем (газета «Мегионнефтегаз-Вести», № 20 от 3 июля 2015 года).

По результатам проведенных исследований специалистами аналитического центра нефтесервисной компании «АКРОС» выданы рекомендации по обеспечению стабильности открытого ствола, произведен подбор оптимального механизма ингибирования, направленного на микрокольматацию трещиноватых пород комплексным ингибитором MEX-WSP (Wellbore Stability Product).

Также на основании результатов гидродинамического моделирования программного пакета MUD OFFICE определен диапазон допустимых гидродинамических давлений и произведена оптимизация режима промывки.

В настоящее время с применением комплексного подхода к обеспечению стабильности открытого ствола пробурен ряд скважин на кустовых площадках 8бис и 42бис Тайлаковского месторождения.

Результатом внедрения является полное отсутствие осложнений, связанных с нестабильностью открытого ствола в интервале бажендовской и георгиевской свит.

Общие сроки строительства горизонтальных скважин сокращены на 6–8% за счет исключения операций по проработке транспортного ствола, а также увеличения скорости проведения СПО в условиях отсутствия «затяжек» и «посадок».

Помимо сокращения сроков строительства применение предложенных решений значительно нивелирует риски прихвата КНБК, аварийных ситуаций и потери части открытого ствола.