

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН - КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ

**Миков А.И. (ЗАО "Полиэкс"), Татауров В.Г., Нацепинская А.М., Карасев Д.В.,
Фефелов Ю.В. (ООО "ПермНИПИнефть")**

Анализ неудовлетворительного освоения скважин, различных осложнений в процессе бурения и заканчивания показывает, что причины, как правило, кроются не только в технологиях или составах технологических жидкостей, используемых на каждом этапе строительства скважин, но и в степени взаимосвязанности и взаимосовместимости всех технологических операций, от первичного вскрытия продуктивного пласта до глушения скважины в период освоения. Большое значение в сохранении эксплуатационных характеристик пласта имеет правильный выбор рецептуры технологических жидкостей.

ЗАО "Полиэкс" освоено производство реагентов для буровых, тампонажных растворов, составов для освоения и глушения скважин, область применения которых охватывает строительство скважин от забуривания до начала эксплуатации.

Выбор и технология производства реагентов основаны на многолетнем опыте использования разработок лаборатории технологии строительства скважин (ЛТСС) ООО "ПермНИПИнефть".

Приоритетной областью разработок является комплекс технологий заканчивания скважин, включающий следующие этапы:

- Подготовка скважины к вскрытию продуктивного пласта;
- Первичное вскрытие продуктивного пласта;
- Подготовка ствола скважины к цементированию;
- Крепление скважины;
- Вторичное вскрытие продуктивного пласта.

При выборе технологии заканчивания специалисты лаборатории предлагают экспертную оценку с целью выбора максимально выгодной заказчику конфигурации забоя и конструкции скважины; выбора технологических режимов, буровых, тампонажных растворов, жидкостей перфорации и составов для глушения, которые в максимальной степени предупреждают поражение коллектора.

Разработаны безглинистые буровые растворы (ББР-ПМГ) для бурения надпродуктивной толщи на основе новых реагентов ЭМКО, МИГ, ЭКССИЛ, основное функциональное назначение которых заключается в ингибировании глинистых отложений, закреплении неустойчивых пород и изоляции флюидопроводящих пластов. Для регулирования фильтрационных и реологических свойств применяют ЭКСПАК. Эти реагенты разработаны ЗАО "Полиэкс" и ЛТСС.

Буровой раствор характеризуется низкими значениями показателя фильтрации ($\Phi = 2,0-8,0 \text{ см}^3$ по АРІ, регулируемые в широком диапазоне реологическими показателями ($h=10-40 \text{ мПас}$; $t_0=15-80,0 \text{ дПа}$), низким коэффициентом трения ($K_{тр} = 0,07-0,1$ по АРІ).

Этот раствор успешно применен при проводке боковых стволов в неустойчивых глинизированных отложениях значительной протяженности с зенитным углом $50-70^\circ$ с сохранением номинального диаметра скважин.

Для изоляции флюидопроявляющих и поглощающих пластов в процессе бурения разработаны нетвердеющие тампонажные составы на основе реагента ЭКССИЛ. Их отличает низкая стоимость и высокая эффективность. Опыт изоляции сероводородпроявляющих пластов показал возможность бурения ниже залегающих пластов при пониженной плотности бурового раствора без существенных поступлений высокоминерализованной сероводородсодержащей воды в ствол скважины.

Этот изоляционный состав успешно используется для ликвидации заколонных перетоков, негерметичности колонны, отключения отработанных пластов, изоляции пластов бурящихся скважин.

Отличительной особенностью состава является возможность формирования структуры непосредственно в изолируемом пласте при контакте с пластовой средой, что позволяет более полно изолировать неоднородные пласты. Приготовленный на поверхности состав характеризуется низкой фильтрацией и хорошей прокачиваемостью, которые не изменяются в течение продолжительного времени.

Изоляционные работы с использованием ГМС проведены более чем на 80 скважинах в Пермской области и Западной Сибири.

Выбор оптимального бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта рассматривается как ключевой элемент сохранения коллекторских свойств пласта.

Разработаны системы безглинистых буровых растворов (ББР-СК), обеспечивающие высокое качество вскрытия продуктивных пластов при бурении вертикальных, наклонно-направленных скважин и скважин с большим углом отклонения. В состав буровых растворов входят полисахаридные полимеры-регуляторы реологических и фильтрационных свойств, ингибиторы набухания и диспергирования глин, ПАВ, ингибиторы био- и термодеструкции. Для приготовления в основном используют реагенты ЗАО "Полиэкс" (модифицированный крахмал, ЭКСПАК, ЭКСЦЕЛ, ЭКССИЛ, МИГ).

ББР-СК стабилен при любой минерализации, фильтрационная корка устойчива к воздействию тампонажного раствора. Дополнительное физико-химическое модифицирование фильтрационной корки ББР в процессе подготовки ствола скважины к цементированию обеспечивает плотный контакт цементного камня с породой. Использование полисахаридных реагентов и кислоторастворимого карбонатного кольматанта обеспечивает минимальное проникновение бурового раствора и его фильтрата в продуктивный пласт. Кольматационный экран, образованный в призабойной зоне пласта, формируется реагентами, легко удаляющимися из пласта вследствие кислото- и биоразложения.

Присутствие ингибиторов набухания и диспергирования глин в безглинистом буровом растворе обеспечивает устойчивость глинистых отложений и предупреждает набухание глины в коллекторе пласта. Реагент МИГ - эффективная комплексная добавка, обеспечивающая повышение гидрофобизирующих, ингибирующих и смазочных свойств бурового раствора.

Для бурения горизонтальных участков ствола скважины разработана оригинальная рецептура безглинистого бурового раствора на основе модифицированного крахмала и ЭКСБМ, проявляющего при определенном сочетании реагентов вязкоупругие свойства, что обеспечивает раствору необходимую выносную и удерживающую способность. С использованием ББР-СК на основе полисахаридов в Пермском Прикамье пробурено более 160 скважин. В 1996-2000 гг. систему ББР-СК применяли при бурении скважин на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь".

При использовании ББР-СК отсутствовали осложнения ствола скважины (осыпи и обвалы, кавернообразования, переход пластичных глин в раствор); повысилось качество крепления скважин; после освоения скважин полученные дебиты соответствовали или превышали проектные, время освоения сократилось в 1,5-2 раза.

Анализ практики бурения, проводившиеся специалистами различных компаний и в разных регионах мира, показывают, что поражение коллектора, которого избегают, применяя дорогостоящие буровые растворы и ограничивая репрессию на коллектор, в большей степени проявляется в последующих операциях (при цементировании, глушении, перфорации, освоении). Основным средством предупреждения влияния тампонажного раствора на пласт остается снижение его плотности и ограничение высоты подъема тампонажного раствора за обсадной колонной за одну операцию

(ступенчатое цементирование), но при этом проникновение фильтрата тампонажного раствора не исключается, т.к. механическое и химическое повреждение кольматационного экрана бурового раствора происходит в процессе движения колонны и промывки. Полностью предупредить проникновение фильтрата возможно только при исключении движения тампонажного раствора в интервале продуктивного пласта, поэтому, при соответствующих геологических условиях скважины заканчивают с открытым забоем. Когда уменьшение диаметра ствола скважины в интервале открытого забоя не приемлемо для дальнейшей эксплуатации скважин, бурение осуществляют без изменения диаметра ствола, но на период цементирования эксплуатационной колонны интервал продуктивного пласта разобщается от вышележающих пластов вязкоупругим составом (ВУС) на основе полисахаридных реагентов (ЭКСПАК или ЭКСЦЕЛ).

Основной целью использования ВУС при заканчивании скважин открытым забоем является предупреждение проникновения цементного раствора и его фильтрата в интервал продуктивного пласта.

Впервые эта технология использована при заканчивании скважины № 228 Уньвинского месторождения в 1996 г. По результатам проведения гидродинамических исследований скин-эффект отрицательный (-4,7). Дебит по нефти превысил в два раза прогнозируемый. На территории Пермского Прикамья пробурено более 30 скважин, законченных методом открытого забоя с применением ВУС.

ВУС образуется непосредственно в стволе скважины в результате реакций комплексообразования при регулировании рН среды.

Состав характеризуется нулевой фильтрацией при $DP=0,7$ МПа, имеет высокую прочность структуры (более 40 Па), не проникает в пласты с проницаемостью до 2 мкм² при $DP=3,5$ МПа, не пропускает нефть, газ и воду, не образует ВНЭ при контакте с углеводородной жидкостью. Срок "жизни" ВУС может регулироваться в зависимости от геологических условий от нескольких часов до 40 сут. Для пластов с большим раскрытием флюидопроводящих каналов разработаны составы ВУС с добавкой разноразмерного кислоторастворимого наполнителя.

Испытания и использование ВУС, проведенные на месторождениях Пермского Прикамья в 1996-2000 гг., показали высокую технологическую и экономическую эффективность их применения при следующих операциях:

- При ликвидации нефтегазопроявлений во время бурения;
- При цементировании скважин с открытым забоем, в т.ч. с горизонтальным участком;
- При глушении эксплуатационных скважин (ВУС устанавливается в интервале перфорации и препятствует поглощению задавочной жидкости в пласт и не пропускает нефть, газ, пластовую воду);
- При ремонтно-изоляционных работах (применяется как "мягкий" пакер для временной изоляции продуктивного горизонта);
- ГРП (применяется в качестве жидкости песконосителя и жидкости гидравлического разрыва пород);
- Для разделения буровых и тампонажных растворов при цементировании скважин.
- Для периодической очистки ствола при бурении пологих и горизонтальных участков ствола скважин.

Обычно геологические и технические условия не позволяют заканчивать скважины открытым забоем.

Разработанные технологии крепления скважин очень разнообразны и учитывают конкретные геологические условия. Помимо традиционного цементирования в одну и две ступени широко используют технологии прямой и обратной круговой циркуляции,

обратных заливок, селективного цементирования и другие. Все эти технологии многовариантны по исполнению, но сходны в двух признаках.

Общим является обязательная подготовка ствола скважины к цементированию. Основной задачей подготовки скважины к цементированию является обеспечение условий, при которых в пристволевой части проницаемых пластов формируется плотный кольматационный экран, снижающий до минимума возможность гидравлического взаимодействия пласта и цементного раствора. Использование специальных составов, включающих ЭКССИЛ, ПАВ, обеспечивает физико-химическое модифицирование фильтрационной корки буровых растворов, изоляцию проницаемых пластов, отмыв органических соединений и улучшение условий замещения бурового раствора тампонажным.

Другим общим признаком является использование тампонажных составов с низкой водоотдачей, регулируемые реологическими характеристиками. Используются комплексные реагенты, производимые ЗАО "Полиэкс" для разных технических и термальных условий. Составы готовятся по специальным технологиям. Продуктивный пласт перекрывается тампонажным составом, исключая прорыв пластовых флюидов по заколонному пространству после снижения давления столба тампонажного раствора на пласт.

В дополнение используется ряд технологических способов при цементировании - цементирование круговой циркуляцией с постепенным утяжелением тампонажного раствора (тампонажный раствор с низкой водоотдачей), специальные методы обратной заливки и др.

Такой подход обеспечивает не только высокое качество цементирования, но и реально исключает появление заколонных перетоков. Это установлено по результатам крепления более 130 скважин. Отмечено также снижение времени освоения скважин. Нередко причиной неудовлетворительного освоения скважин оказывается недостаточная промывка забоя при проведении перфорационных работ и неудачный выбор перфорационной среды. Оставшиеся в обсадной колонне частицы цемента и остатки бурового раствора мигрируют к забою скважины под действием гравитационных сил и при перфорации попадают в пласт, кольматируя коллектор. Для эффективной очистки забоя в качестве основы перфорационной среды предложен комплексный реагент КДС, разработанный совместно с ЗАО "Полиэкс". Помимо высокой отмывающей способности этот состав обладает высокими ингибирующими свойствами по отношению к гидратируемым породам пласта, разрушает полимерные реагенты, формирующие зону кольматации в процессе первичного вскрытия и заканчивания скважины, предупреждает образование водо-нефтяной эмульсии при освоении.

Для глушения освоенных скважин используют ВУС в виде забойной пачки. Это предупреждает проникновение больших объемов жидкости глушения в пласт и барбатирувание газа из пласта.

Таким образом, комплексная технология заканчивания скважин включает ряд последовательных технологий, каждая из которых дополняет предыдущую и обеспечивает сохранение коллекторских свойств пласта на всех этапах заканчивания скважины.