Результаты эксперимента на морском месторождением Chengdgo

Скважина	Положение	Расчётный объем нагнетания, м³/сут	Фактический объем нагнетания, м³/сут	Давление нагнетания, МПа
CBIFA-2	Верхний пласт	115	115	4,2
	Нижний пласт	95	95	2,3
CBIFA-3	Верхний пласт	85	85	2,4
	Нижний пласт	75	75	2,6
CBIFA-5	Верхний пласт	100	100	4,2
	Нижний пласт	55	55	2,3
CBIFA-6	Верхний пласт	55	55	2,5
	Нижний пласт	65	65	2,7

Заключение

1. Ротали новую фильтрационную трубу с низкими скоростями сдвига против засорения песком, применили стратифицированную противопесочную технологию и технологию раздельного нагнетания полимера в скважину на морском месторождении, чтобы технология стратификации и промывки скважины могли получить полное расчётное и эксплуатационное пространство и повысить надежность комплексных эксплуатаций.

2. Разработали двойной контрольный клапан безопасности и колонну трубы двойного концентрического трубчатого раздельного нагнетания полимера. Двойная труба имеет отдельный проход, подходит к нагнетанию полимера большого объема.

3. Результаты эксперимента на морском месторождении показывают, что применение оборудования стратифицированной противопесочной технологии и технологии раздельного нагнетания полимера было на 100 % успешным, обеспечены высокая сохранность вязкости полимера и низкое устьевое давление нагнетания полимеров.

ЛИТЕРАТУРА

1. 聂飞朋. 海上油田分层防砂分层注聚工艺技术研究. 石油机械. – 2013. – Т. 41. – № 9. – С. 52–55.
2. 王金忠, 肖国华等. 冀东油田分层防砂分层注水一体化技术研究. 石油机械. – 2010. – Т. 38. – № 11. – С. 62–65.
3. 姜广彬, 郑金中. 埕岛油田 3 种分层防砂分层注水技术分析. 石油矿场机械. – 2010. – Т. 39. – № 8. – С. 71–74.
4. 李振纲, 周长云等.分层注聚工艺技术试验及应用. 江汉石油学院学报. – 2003. – Т. 25. – № 增刊. – С. 124–126.
5. 姜广彬, 刘艳霞等. 海上双管注水双控安全阀研制与应用. 石油矿场机械. – 2012. – Т. 41. – № 11. – С. 69–72.

УДК 622.245

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН. Часть 2

[1]В.И. Крылов – д-р техн. наук. прфессор, **[2]В.В. Крецул** – канд. техн. наук, директор Российского инженерного петротехнического Центра, **[3]С.В. Меденцев** – региональный руководитель технологической службы
([1]РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, [2]Schlumberger, [3]M-I SWACO)

Жидкости с олеофильными компонентами. Развивая успех биополимерных растворов компания «ЭМ-АЙ СВАКО» первой в отрасли завершила разработку и успешно внедрила новый класс буровых растворов на водной основе с липофильной фильтрационной коркой. Система FloThru («ФлоТру») – буровой раствор для первичного вскрытия нового поколения, являющийся альтернативой применению разрушителей, нашел широкое применение при строительстве горизонтальных скважин в Западной Сибири и других регионах. Традиционно для увеличения производительности горизонтальных скважин и повышения эффективности их освоения в Западной Сибири использовались специальные составы для удаления фильтрационной корки. Состав системы «ФлоТру» отличается от существующих рецептур буровых растворов первичного вскрытия наличием олеофильных компонентов. Использование олеофильных компонентов позволяет оптимизировать процесс отрыва фильтрационной корки и ее разрушение при фильтрации пластового флюида.

Система «ФлоТру» объединяет в себе все наработки M-I SWACO по инженерному сопровождению буровых растворов первичного вскрытия: подбор кольматанта с использованием программы OptiBridge, контроль фильтрации при высоком давлении и температуре на керамических дисках, контроль изменения состава твердой фазы при бурении и оптимизация работы оборудования очистки [10].

Система «ФлоТру», позволяет полностью избежать необходимости в применении какой-либо дополнительной очистки ПЗП или интенсификации притока после окончания бурения, так как фильтрационная корка, образованная системой «ФлоТру», «саморазрушается» при контакте с пластовой нефтью, что позволяет проводить самоочистку забоя еще на ранних стадиях освоения и эксплуатации скважин без

Рис. 1. *Результаты применения системы «ФлоТру» в Западной Сибири*

необходимости использования специальных реагентов или оборудования.

Результаты применения системы «ФлоТру» при строительстве скважин на месторождениях Западной Сибири представлены на рис. 1. В ходе опытно-промышленных испытаний системы «ФлоТру» получены следующие результаты:

- применение системы позволяет получать дебиты на 10…15 % выше проектных;
- система обладает высокой технологичностью;
- было отмечено также незначительное увеличение скорости проходки;
- большая устойчивость системы к загрязнению твердой фазой, что позволило сократить объемы использованного раствора на нескольких скважинах.

Применяя технологию регулируемой кольматации, биополимерные системы показывают высокую эффективность при вскрытии пластов с аномально низкими давлениями (с коэффициентами аномальности вплоть до 0,7), в том числе горизонтальными стволами, сложенными терригенными породами проницаемостью до 2…3 Д.

Технология афронов. Для вскрытия более истощенных коллекторов (с коэффициентами аномальности вплоть до 0,15) была разработана уникальная система бурового раствора на основе афронов. Система на основе афронов (например, система «АфронИКС» компании «ЭМ-АЙ СВАКО») не только позволяет вскрывать истощенные горизонты без опасности их загрязнения, но и обеспечить вскрытие поглощающих горизонтов и интервалов с несовместимыми по давлению условиями бурения без спуска промежуточных обсадных колонн или хвостовиков. Кроме того, благодаря совершенно отличным от обычных растворов методам кольматации ПЗП, система позволяет полностью устранить дифференциальные прихваты при сколь угодно большой величине репрессии при вскрытии [5].

Применительно к буровым растворам и жидкостям для заканчивания скважин, под афронами понимаются микроскопические пузырьки газа диаметром 20…100 мкм, защищенные сложной двухслойной оболочкой из загущенной воды и ПАВ. Структура афронов-микропузырьков представлена на рис. 2.

Подобная структура из ядра, состоящего из газа и находящегося под избыточным давлением, защищенного двумя слоями ПАВ с находящейся между ними прослойкой загущенной жидкости (воды) была впервые описана Феликсом Себбой в 1987 г. Главными отличиями афронов от обычных пен, в том числе используемых в традиционных аэрированных растворах, являются:

1. Двухслойная оболочка с промежуточным слоем воды. Оболочка пузырька воздуха в пене состоит из одного, мономолекулярного слоя ПАВ.

2. Гидрофобный характер наружной поверхности микропузырька. В случае традиционных пен, характер наружной поверхности – гидрофильный.

3. Газовое ядро находится под давлением.

4. Малый размер, высокая прочность и стабильность структуры. Сжимаемость афронов под воздействием внешнего давления на порядок ниже пен.

Афроны автоматически образуются в растворе под воздействием высоких механических напряжений и кавитации (например, в центробежных насосах, гидромониторных насадках долот, гидросмесителях, гидроциклонах) при соблюдении ряда условий. При этом, в отличие от аэрированных растворов, не требуется

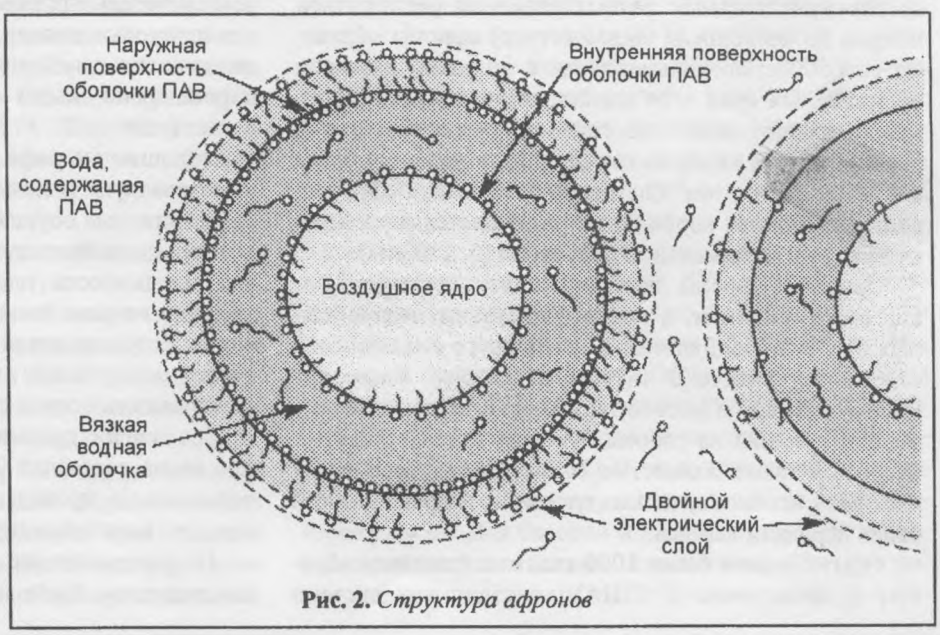

Рис. 2. *Структура афронов*

использование компрессоров высокого давления или другого дорогостоящего или нестандартного оборудования. При этом AphronICS™ является саморегулирующейся системой – афроны, разрушенные или удаленные на поверхности автоматически регенерируются в условиях, описанных выше.

Стабильность афронов и эффективность их применения в качестве дисперсной фазы рабочих жидкостей, используемых при бурении и заканчивании скважин, определяется прочностью и качеством двухслойной защитной оболочки. Для этого используется запатентованная «ЭМ-АЙ СВАКО» смесь ПАВ и полимеров, которые позволяют облегчить образование афронов в забойных условиях и на поверхности, увеличить прочность оболочки, снизить коэффициент расширения (сжатия) афронов под воздействием давления, увеличить время их жизни.

Сочетание специально разработанных полимерных добавок и ПАВ и четко выверенные концентрации всех компонентов впервые в истории бурения позволили «ЭМ-АЙ СВАКО» создать новый тип рабочих жидкостей, не имеющий аналогов в отрасли. Способность афронов образовывать сложные конгломераты, удерживаемые давлением Лапласа, предоставляет системе «АфронИКС» дополнительные возможности.

Макроструктура, образуемая в процессе слияния отдельных афронов в конгломерат, имеет внешний гидрофобный мениск. При этом отдельные афроны полностью сохраняют свою структуру, а весь конгломерат наследует свойства и характеристики индивидуального афрона. Размер таких конгломератов может достигать нескольких миллиметров, что позволяет создать в растворе саморегулирующуюся по размеру дисперсную фазу, способную выполнять ту же роль, что и традиционная твердая фаза, но без необходимости подбора и регулирования ее фракционного состава.

Благодаря упругости, гидрофобному характеру наружной поверхности и наличию микропузырьков и конгломератов самых разных размеров (от десятков микрон до нескольких миллиметров) афроны обладают способностью кольматировать широкий диапазон проницаемых сред – от низкопроницаемых песчаников до трещиноватых известняков проницаемостью в десятки Дарси, выдерживая перепады давления более 10 МПа. При этом благодаря упругости афронов, кольматационная корка легко разрушается и удаляется даже при минимальной депрессии (5…10 атм).

При этом афроны легко проходят даже через мелкие сетки вибросит, а под воздействием центробежных сил в гидроциклонах и центрифуге всплывают и отделяются вместе с чистым раствором. Благодаря малому размеру и высокой прочности, афроны не оказывают влияния на работы буровых и центробежных насосов, а также полностью совместимы с телеметрическими системами, использующими гидравлический канал передачи данных.

Опыт бурения более 1000 скважин (главным образом в Венесуэлле и США) показал, что система «АфронИКС» (AphronICS) может использоваться при бурении горизонтов с коэффициентом аномальности до 0,2 и проницаемости до нескольких десятков Дарси вместо аэрированных и других облегченных буровых растворов. При плотности заметно выше градиента пластового давления и высокой репрессии, система «АфронИКС» позволяет вскрывать горизонты с раскрытием трещин до 1,0…1,5 мм без потерь и поглощений раствора, возникновения дифференциальных прихватов и загрязнения коллектора.

В частности, из опробованных буровых растворов только система «АфронИКС» позволила возобновить разбуривание месторождения Маракайбо в Венесуэлле, при этом загрязнение коллектора составляет менее 10 %. Применение системы «АфронИКС» позволило снизить время бурения с 33 до 13 (!!!) дней, увеличить средний дебит с 71 до 90 м^3/сут и снизить стоимость скважины с 1,9 до 1,3 млн дол., с учетом практически двукратного удорожания раствора. При этом не потребовалось изменение конструкции скважины и были полностью устранены все существовавшие ранее проблемы с поглощениями раствора, дифференциальными прихватами, проведением ГИС и отбором керна (вынос керна вырос с 10…20 до 90…98 %).

Российский опыт применения системы «АфронИКС» на поздней стадии разработки месторождений. В России система «АфронИКС» применялась на месторождениях Республики Коми и Башкортостана.

Показательным примером является бурение многообещающей поисково-оценочной скважины для компании ООО «ЛУКойл–Коми» на Усинском месторождении в Республике Коми. Основной целью проекта являлась реализация обширной программы отбора керна и проведения геофизических исследований скважины для оценки оставшегося потенциала продуктивного пласта месторождения. Усинское месторождение относится к старым месторождениям и разрабатывается более 20 лет. В результате длительной разработки сейчас месторождение имеет больше паронагнетательных скважин, чем добывающих. Градиент пластовых давлений составляет 0,5…0,6 в единицах относительной плотности. Коллектор представлен порово-трещинными известняками с проницаемостью в диапазоне от 2…6 Д и достигает сотен Дарси в высокотрещинном рифе. Продуктивный пласт содержит высоковязкую тяжелую нефть, и применяется паронагнетание для осуществления добычи нефти.

Серьезное истощение пластового давления и высокая трещинность пластов – в дополнение явились непреодолимыми сложностями для традиционного бурения. Встретившиеся при бурении проблемы – полная потеря циркуляции, дифференциальные прихваты, неустойчивость стенок ствола скважины, невозможность отбора керна с приемлимой долей выноса (обычно вынос керна составлял 0 %, максимум 10…30 %) и невозможность проведения ГИС сделали проект экономически и организационно трудновыполнимым.

По рекомендации специалистов ЗАО «ЭкоАрктика» скважина была переведена на жидкость «Афро-

нИКС™» на глубине 1245 м по вертикали. При бурении было отобрано 4 образца керна (6,5; 4,5; 9,0 и 9,0 м, соответственно) со 100%-м выносом и при отсутствии существенных поглощений (1…2 м^3/сут). При бурении с отбором керна на глубине 1274 м по вертикали была вскрыта непредвиденная высоко разломанная и кавернозная рифовая зона с оценочной проницаемостью выше 100 Д. При входе в рифовую зону скорость проходки резко увеличилась с 3 м/ч при нагрузке на долото в 10 т до более чем 40 м/ч практически при отсутствии нагрузки (1…2 т максимум).

При этом произошло поглощение порядка 7…10 м^3. При ликвидации поглощения обычные пачки с наполнителями не оказались эффективными и только после заполнения каверн и уплотнения микросредой поглощения прекратились.

В дальнейшем при отборе керна рифовые линзы встречались каждые 10…15 м. Каждый раз при вскрытии рифового интервала происходило значительное увеличение скорости проходки и поглощения 7…20 м^3. При этом керноприемник необходимо было поднимать из-за его заполнения керном. Образцы керна, отобранные из рифовых участков, выглядели больше как «известняковая галька», чем как плотная порода. Обломки имели форму гальки с размерами 1…3 см в длину и рассыпались, как только выходили из керноприемника. При этом из рифового участка не было получено консолидированного образца даже при выносе 90 % керна. При спуске в скважину нового керноприемника бурение всегда продолжалось без поглощений до следующей рифовой зоны.

Жидкости системы «АфронИКС™» показали отличные результаты и отсутствие технических проблем. Технология жидкости на основе афронов позволила ООО «ЛУКойл–Коми» достичь основной цели – отбора керна высокого качества с практически 100%-м выносом. При этом удалось избежать потери циркуляции и простоя бурового станка.

Несмотря на новизну концепции и сравнительную сложность технологии, «АфронИКС» сравнительно легок в приготовлении и использовании и содержит небольшое количество компонентов, во многом напоминая популярную линию биополимерных растворов FLO-PRO™ компании M-I SWACO. В качестве первого приближения, для понимания свойств и характеристик раствора, «АфронИКС» можно рассматривать как FLO-PRO™ [4], где в качестве кольматирующего материала вместо карбоната кальция используются микропузырьки воздуха.

Жидкости на углеводородной основе. Начало применения жидкостей на углеводородной основе (РУО) было положено в начале 1920-х гг. при попытках использования добытой нефти для бурения высокоактивных мягких глин и солевых толщ. В 1940-х гг. были разработаны первые инвертные эмульсии на основе дизельного топлива и воды с использованием эмульгаторов и ПАВ для стабилизации эмульсии и насыщения водной фазы хлоридом кальция для снижения активности, с внедрением которых началось широкое применение РУО при строительстве скважин. Основополагающие работы Л.К. Мухина по созданию буровых и тампонажных растворов на углеводородной основе способствовали их промышленному применению на месторождениях России. Несмотря на широко распространенный термин «раствор на нефтяной основе» (РНО), в современных буровых растворах практически не используют добытую нефть в качестве углеводородной основы, поэтому рекомендуется применять термин «жидкость на углеводородной основе» во избежание ошибочного представления о составе и функционировании РУО. В современных РУО используют дизельное топливо, минеральные и синтетичнеские масла в качестве углеводородной основы.

РУО характеризуются множеством достоинств, включая устойчивость к полиминеральной агрессии, высокие смазочные и антикорррозионные свойства. Однако для снижения загрязнения коллектора и увеличения стабильности РУО может потребоваться подбор специального пакета эмульгаторов и ПАВ. Это связано с тем, что традиционно считающиеся наилучшими для вскрытия продуктивных горизонтов РУО зачастую таковыми не являются. Используемые в составе РУО поверхностно-активные вещества (ПАВ) являются весьма агрессивными, изменяющими физико-химические свойства породы коллектора.

Для того чтобы избавиться от традиционных недостатков РУО с точки зрения защиты коллекторских свойств пластов, сервисные компании разрабатывают специальные РУО для вскрытия продуктивных горизонтов [4, 5, 9]. В отличие от использовавшихся ранее рецептур, пакет эмульгаторов и ПАВ, используемых в современных РУО, разрабатывается специально для каждого конкретного месторождения на основе анализа кернов и пластовых жидкостей. В результате этого РУО оказывает минимальное воздействие на ПЗП, практически не изменяя смачиваемость породы коллектора и максимально сохраняя его естественную продуктивность. Кроме того, фракционный состав твердой фазы современных РУО подбирается в зависимости от конфигурации порового пространства коллектора таким образом, чтобы максимально быстро сформировать тонкую, плотную, малопроницаемую фильтрационную корку и максимально снизить как показатель фильтрации, так и вероятность проникновения твердой фазы раствора (в том числе утяжелителя) в поровое пространство [5, 8].

На месторождениях России РУО находят применение при строительстве скважин в сложных геолого-технических условиях, проводке горизонтальных стволов и бурении скважин с большим отходом забоя от вертикали [6–9]. В зависимости от конкретных условий бурения и экологических ограничений, системы современных РУО можно приготовить на основе дизельного топлива, минеральных или синтетических масел. Для базовой и наиболее дешевой разновидности системы можно использовать обычное дизельное топливо (для районов Крайнего Севера – же-

лательно арктической марки) в качестве основы. Более безопасные буровые растворы могут быть приготовлены на основе низковязких низкотоксичных минеральных масел, при этом стоимость их будет выше, чем стоимость раствора на основе дизельного топлива. Такие системы будут лишены практически всех традиционных недостатков РУО. В случае, если требуется еще более высокая экологическая безопасность, можно рекомендовать применение синтетических масел (линейные альфа-олефины, эстеры, внутренние олефины, линейные парафины и т. п.). При этом возможно получение полностью экологически безопасных и даже биоразложимых РУО при стоимости раствора, близкой к стоимости жидкости на основе минеральных масел. Основным недостатком синтетических масел является высокая температура загустевания – около –12…+2 °С против –40...–60 у минеральных масел.

Очистка технологических жидкостей от шлама. Большое влияние на качество вскрытия продуктивных пластов оказывает степень очистки буровых растворов от выбуренной породы. Поэтому для поддержания показателей свойств растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов необходимо применение качественной системы очистки буровых растворов. Увеличение концентрации выбуренного шлама в растворе при вскрытии продуктивного горизонта ведет:

- к снижению коэффициента восстановления проницаемости продуктивных пластов (загрязнение коллектора);
- увеличению давления отрыва корки (затруднение вызова притока);
- затруднению химической очистки забоя;
- увеличению потерь давления во время циркуляции (увеличение репрессии при вскрытии);
- увеличению вероятности дифференциального прихвата.

Согласно лабораторным и промысловым исследованиям для вскрытия продуктивных горизонтов, содержание выбуренного шлама в буровом растворе не должно превышать 2,0…2,5 %. В российской промысловой практике широко распространено повторное использование раствора. Однако чем выше загрязнение раствора, тем менее целесообразно его дальнейшее применение, в первую очередь, с точки зрения качества первичного вскрытия продуктивных горизонтов.

Повторное использование бурового раствора для первичного вскрытия продуктивного горизонта допускается в случае, если:

- суммарное содержание выбуренного шлама не превышает установленный максимум (2,5 % по объему);
- катионообменная активность раствора (МВТ) не превышает 20 кг/м^3;
- концентрация кольматанта (карбоната кальция) и другие ключевые характеристики откорректированы соответствующей обработкой раствора.

Жидкости перфорации и глушения скважин

Даже в случае сколь угодно совершенных буровых растворов, использовавшихся в процессе первичного вскрытия пласта, необходимо не забывать о том, что неграмотный выбор перфорационной среды и технологических мероприятий в процессе вторичного вскрытия может полностью перечеркнуть все усилия и затраты, направленные на сохранение продуктивных свойств коллектора и привести к существенному падению производительности скважин.

Применение буровых растворов или других жидкостей для заканчивания и капитального ремонта скважин, содержащих твердую фазу (особенно глину или утяжелитель) при проведении кумулятивной перфорации наносит существенный ущерб проницаемости призабойной зоны и должно быть полностью исключено из технологических регламентов. Вместо этого необходимо использование специализированных перфорационных жидкостей, подобранных с учетом характеристик коллектора, термобарометрических условий и технологии не только самой перфорации и технологии вызова притока, но и дальнейшей эксплуатации скважин.

Наибольшее распространение в зарубежной практике получили перфорационные жидкости на основе растворов или рассолов различных солей. Этот выбор был обусловлен как рядом фундаментальных и лабораторных исследований, так и большим опытом применения различных перфорационных сред [2, 4, 5].

Несмотря на кажущуюся простоту данного решения, за грамотным применением таких растворов, для обеспечения действительно качественного вторичного вскрытия, стоит целый ряд технологий, инженерных приемов и «ноу-хау». Это включает в себя как фильтрацию таких растворов и необходимое для этого оборудование и материалы, так и грамотный выбор состава, плотности и температуры кристаллизации такого раствора. В отдельных случаях может потребоваться дополнительное использование специализированных технологий.

Для грамотной замены бурового раствора на перфорационную жидкость необходимо использование специальных буферных жидкостей и программного обеспечения, предназначенного для расчета режимов течения, объемов и характеристик таких растворов, режимов их закачки.

При заканчивании скважины происходит ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта в результате проникновения твердой фазы и фильтратов жидкости для заканчивания скважин в призабойную зону пласта (ПЗП), а также необратимых физико-химических, баротермических и других процессов взаимодействия их с пластовыми флюидами и породообразующими минералами пласта. Это приводит к снижению фильтрационных характеристик нефтегазовых коллекторов вследствие закупорки набухающими глинистыми частицами и продуктами взаимодействия фильтратов буровых технологических жидкостей с пластовыми флюидами и породой пласта, блокирования водонефтяной эмульсией, кольматации

порового пространства твердой фазой бурового раствора. Поэтому контроль фильтрации жидкости для заканчивания скважин является одним из ключевых вопросов проектирования и заканчивания скважины.

Современные полимеры, применяемые для контроля реологических и фильтрационных свойств жидкостей для заканчивания скважин. Получить жидкости для заканчивания, отвечающие жестким требованиям, предъявляемым к ним, невозможно без применения современных полимерных материалов, таких, как биополимеры, полианионная целлюлоза, производные крахмала и др.

Жидкости для заканчивания скважин, обработанные высокомолекулярными полимерами, проявляют вязкоупругие свойства, заключающиеся в способности к обратимым деформациям и релаксации напряжений. Усиление вязкоупругих свойств таких жидкостей существенно снижает скорость фильтрации жидкости в продуктивный пласт, способствуя сохранению его коллекторских характеристик [1, 3]. Как правило, измерение вязкоупругих свойств растворов требует применения дополнительного оборудования [3, 5].

В практике контроля свойств жидкостей для заканчивания скважин, обработанных полимерами, в отрасли применяют термин ВНСС – вязкость при низких градиентах скорости сдвига. В промысловой практике ВНСС обычно определеляют с помощью вискозиметров Brookfield модели LVDV II+, OFITE модели 900 или аналогичных.

Прогнозирование значений эффективной вязкости при низких градиентах скорости сдвига необходимо для контроля фильтрации жидкости для заканчивания скважин, в продуктивный пласт с целью сохранения его коллекторских свойств. На рис. 3 приведены градиенты скорости сдвига в пласте с пористостью 16,5 % при скорости фильтрации 10 м^3/сут в 215,9-мм горизонтальном участке длиной 295 м, определенные согласно рекомендациям [2, 5]. Так как на первом этапе фильтрации жидкость фильтруется в радиальном направлении от ствола скважины, скорость фильтрации снижается и, как показано на рис. 3, значения градиентов скорости сдвига значительно снижаются с увеличением расстояния от скважины.

Глубина проникновения фильтрата, на которой скорости сдвига уменьшатся и эффективная вязкость возрастет до величины, препятствующей дальнейшему проникновению фильтрата, зависит как от характеристик пласта, так и от свойств добавки-загустителя. Таким образом,

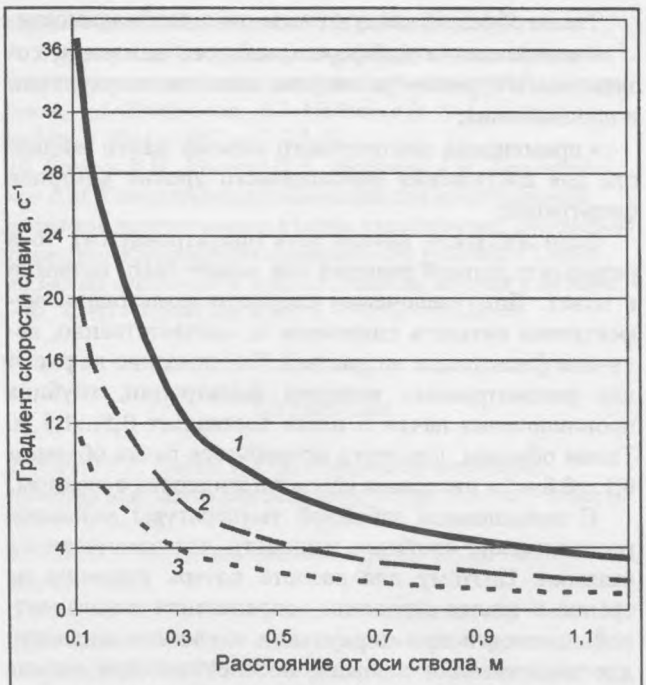

Рис. 3. *Градиенты скорости сдвига в околоскважинной зоне пласта при фильтрации жидкости: 1 – 3 мД; 2 – 10 мД; 3 – 33 мД*

соответствующий выбор значений ВНСС позволит сократить глубину проникновения фильтрата в пласт и сохранить его коллекторские свойства. Поэтому прогнозирование значений ВНСС жидкости в забойных условиях является важным инструментом для контроля фильтрации жидкостей заканчивания в проницаемые пласты. На рис. 4 схематично показано влияние снижения градиента скорости сдавига на эффективную вязкость при удалении от ствола скважины.

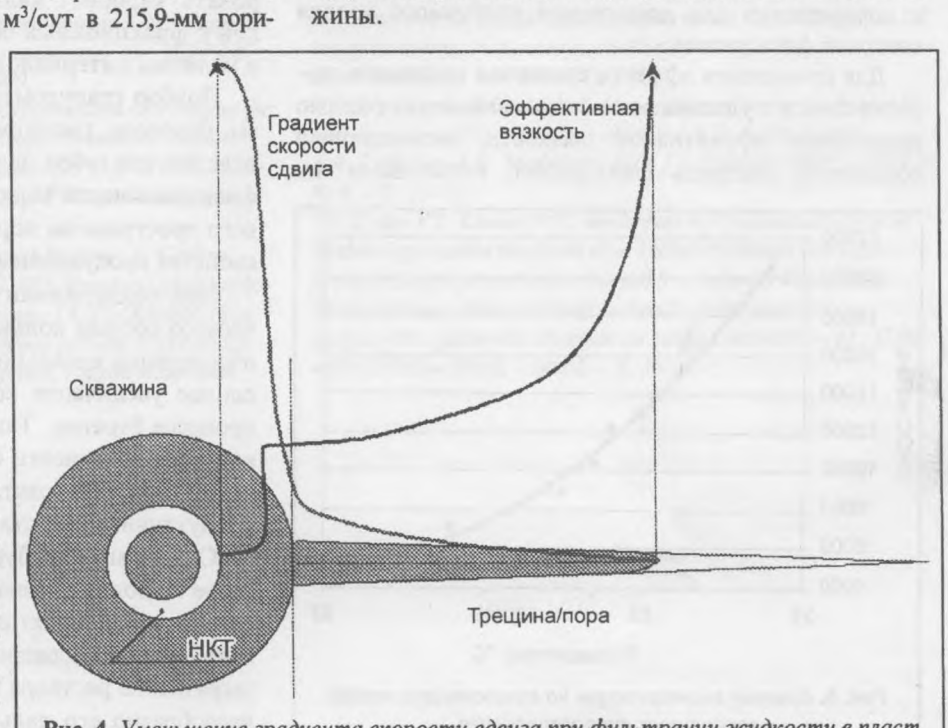

Рис. 4. *Уменьшение градиента скорости сдвига при фильтрации жидкости в пласт*

Таким образом, следуют выводы о необходимости:

- минимизации дифференциального давления, создаваемого буровым раствором, давления циркуляции и поршневания;
- применения достаточного объема пачки жидкости для достижения необходимого уровня контроля фильтрации.

Если жидкость начала течь (фильтроваться), то в результате цепной реакции она может быть потеряна в пласт. При увеличении скорости фильтрации эффективная вязкость снижается и, соответственно, величина фильтрации возрастает. Как показано на рис. 4 для рассмотренных величин фильтрации, глубина проникновения пачки в пласт составляет 0,5…1,5 м. Таким образом, для этого потребуется пачка объемом 0,1…0,8 м^3/м интервала контакта жидкости с пластом.

С повышением забойной температуры меняются реологические свойства жидкости для заканчивания скважин. Поэтому для расчета потерь давления на трение в стволе скважины, определения эквивалентной плотности при циркуляции и свойств жидкости для заканчивания скважин, обеспечивающих низкие значения фильтрации (ВНСС) в забойных условиях, необходимо определять свойства жидкости в забойных условиях. На рис. 5 показано снижение ВНСС с увеличением температуры.

Так как с увеличением температуры эффективная вязкость снижается, то требуется повышенный расход реагентов-структурообразователей для создания требуемой величины ВНСС в забойных условиях для обеспечения предотвращения потерь жидкости в пласт.

Проведенные исследования показывают необходимость минимизации дифференциального давления, создаваемого буровым раствором или жидкостью для заканчивания скважин; а также давления циркуляции и поршневания для достижения требуемого уровня контроля фильтрации.

Для проявления эффекта снижения градиента скорости сдвига с удалением от ствола скважины с целью увеличения эффективной вязкости, позволяющей обеспечить контроль фильтрации, необходимо использовать достаточно большой объем высоковязкой пачки. К сожалению, не всегда возможно предсказать значения необходимого объема, та как точные профили фильтрации и проницаемости неизвестны. Следовательно, в практических условиях для предотвращения потерь жидкости заканчивания в пласт рекомендуется увеличивать ВНСС.

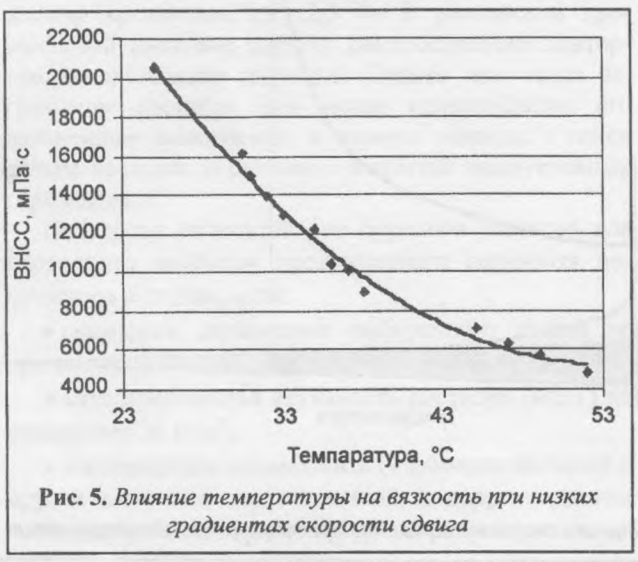

Рис. 5. *Влияние температуры на вязкость при низких градиентах скорости сдвига*

Заключение

Очевидно, что повышение нефтеотдачи пластов является сложной инженерно-технологической задачей, требующей высокого уровня взаимодействия различных специалистов и служб, грамотного планирования, интеграции различных технологических процессов и использования современных технологий и реагентов.

Для грамотного проектирования и инженерно-сервисного сопровождения таких работ требуется наличие опытного и соответствующим образом обученного персонала, оснащенного необходимыми техническими средствами для реализации работ.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов рецептура бурового раствора для первичного вскрытия продуктивных горизонтов должна содержать кольматант, который способствует образованию качественной фильтрационной корки и ограничивает фильтрацию в пласт.

Для этого необходимо проводить фракционный анализ кольматанта и затем использовать полученные результаты при приготовлении раствора и дообработке, подставляя данные фракционного анализа в расчеты. Такой подход позволяет комбинировать карбонат кальция различных производителей и фракционных составов, исходя из имеющихся в наличии материалов.

Подбор гранулометрического состава твердой фазы бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов способен существенно улучшить качество фильтрационной корки, избежать кольматации порового пространства породы и сохранить коллекторские свойства продуктивных пластов.

При поддержании концентрации и гранулометрического состава кольматанта в буровом растворе (для обеспечения идеальной упаковки) необходимо постепенное увеличение концентрации бурового шлама в процессе бурения. Таким образом, обеспечение высокой степени очистки бурового раствора от шлама является важной практической задачей при вскрытии продуктивного пласта.

Содержание выбуренного шлама в буровом растворе не должно превышать 2,0…2,5 %. В российской промысловой практике широко распространено повторное использование раствора. Однако чем выше загрязнение раствора буровым шламом, тем менее целесообразно его дальнейшее применение, поскольку

это может привести к необратимому снижению проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта.

В случае применения жидкостей для заканчивания скважин, не содержащих твердую фазу, количество проникающего в породу фильтрата контролируется его вязкостью и проницаемостью фильтрационной корки. Вязкость фильтрата снижается с ростом температуры, что приводит к увеличению скорости фильтрации. При этом выбор значений эффективной вязкости жидкости для заканчивания скважин при градиентах скорости сдвига, соответствующих фильтрации, позволит сократить глубину проникновения фильтрата в пласт и сохранить его коллекторские свойства.

Опыт эффективного взаимодействия нефтегазовых и сервисных компаний в реализации таких работ, может быть успешно распространен в различных условиях бурения, а применение современных подходов к бурению, заканчиванию, освоению и капитальному ремонту скважин сможет сыграть большую роль в повышении эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений России.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крылов В.И., Крецул В.В. Реологические особенности буровых биополимерных жидкостей // Нефт. хоз-во. – 2002. – № 9. – С. 54–56.

2. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Tulsa: PennWell Books, 1991.

3. Powell J.W., Parks C.F., Seheult J.M. Xantan and Welan: The effect of critical polymer concentration on rheology and fluids performance. SPE 22066. International arctic technology conf. – Anchorage, May 29–31, 1991.

4. M-I Reservoir Drill-In Fluids Manual. – Houston: M-I L.L.C, 2003.

5. Крылов В.И., Крецул В.В. Выбор жидкостей для заканчивания и капитального ремонта скважин. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009.

6. Best Practice of Horizontal Well Construction Operations for the Challenging, High-Pressure Achimov Formation – Urengoyskoe Field / P. Dobrokhleb, A. Ablaev [et al.]. SPE-171265-MS. SPE Russian O&G Exploration and PTC and Exhibition, Moscow, 14–16 October 2014.

7. Drilling Record ERD Wells at Yamal Region / E. Glebov, I. Shokarev [et al.]. SPE-171328-MS. SPE Russian O&G Exploration and PTC and Exhibition, Moscow, 14–16 October 2014.

8. Отчет о результатах выполненных работ. РУО Megadril D и интегрированный инженерный подход позволили успешно пробурить скважину. M-I SWACO, 2013.

9. Вскрытие гидрофобных коллекторов с использованием буровых растворов на углеводородной основе / А.Р. Арсланбеков, А.А. Лутфуллин, А.В. Меденцев [и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 9. – С. 29–32.

10. Крылов В.И., Киселев П.В., Меденцев А.В., Гимазетдинов В.М. Технологические жидкости для качественного вскрытия продуктивного пласта валанжинских отложений Восточно-Уренгойского лицензионного участка // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИОЭНГ», 2013. – № 12. – С. 38–45.

LITERATURA

1. Krylov V.I., Kretsul V.V. Reologicheskie osobennosti burovykh biopolimernykh zhidkostey // Neft. khoz-vo. – 2002. – № 9. – S. 54–56.

2. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Tulsa: PennWell Books, 1991.

3. Powell J.W., Parks C.F., Seheult J.M. Xantan and Welan: The effect of critical polymer concentration on rheology and fluids performance. SPE 22066. International arctic technology conf., – Anchorage, May 29–31, 1991.

4. M-I Reservoir Drill-In Fluids Manual. – Houston: M-I L.L.C, 2003.

5. Krylov V.I., Kretsul V.V. Vybor zhidkostey dlya zakanchivaniya i kapital'nogo remonta skvazhin. – M.: ITs RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2009.

6. Best Practice of Horizontal Well Construction Operations for the Challenging, High-Pressure Achimov Formation – Urengoyskoe Field / P. Dobrokhleb, A. Ablaev [et al.]. SPE-171265-MS. SPE Russian O&G Exploration and PTC and Exhibition, Moscow, 14–16 October 2014.

7. Drilling Record ERD Wells at Yamal Region / E. Glebov, I. Shokarev [et al.]. SPE-171328-MS. SPE Russian O&G Exploration and PTC and Exhibition, Moscow, 14–16 October 2014.

8. Otchet o rezul'tatakh vypolnennykh rabot. RUO Megadril D i integrirovannyy inzhenernyy podkhod pozvolili uspeshno proburit' skvazhinu. M-I SWACO, 2013.

9. Vskrytie gidrofobnykh kollektorov s ispol'zovaniem burovykh rastvorov na uglevodorodnoy osnove / A.R. Arslanbekov, A.A. Lutfullin, A.V. Medentsev [i dr.] // Burenie i neft'. – 2014. – № 9. – S. 29–32.

10. Krylov V.I., Kiselev P.V., Medentsev A.V., Gimazetdinov V.M. Tekhnologicheskie zhidkosti dlya kachestvennogo vskrytiya produktivnogo plasta valanzhinskikh otlozheniy Vostochno-Urengoyskogo litsenzionnogo uchastka // Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more. – M.: OAO «VNIOENG», 2013. – № 12. – S. 38–45.