

4

НА ПОЛИГЛИКОЛЕВОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Вопросы качественного вскрытия нефтенасыщенных продуктивных пластов приобретают особое значение при бурении боковых стволов и горизонтальных скважин. На рассматриваемый период времени крупные месторождения выработаны, и бурение ведется главным образом на месторождениях, которые находятся на заключительной стадии разработки, а также на структурах, представленных в основном малодебитными, низкопроницаемыми коллекторами.

Основным отрицательным фактором, значительно ухудшающим продуктивность нефтяных скважин, является контакт бурового раствора с продуктивным пластом во время его бурения. При этом происходит кольматация пристволенной части пласта твердой фазой бурового раствора; проницаемая зона блокируется фильтратом бурового раствора; происходит физико-химическое взаимодействие фильтрата как с пластовыми жидкостями, так и с породами пласта и т.д. Поэтому решение вопроса выбора рецептуры бурового раствора, обеспечивающего минимальное негативное воздействие на пласт, весьма актуально.

Основой современных представлений о воздействии буровых растворов на призабойную зону продуктивных пластов явились фундаментальные работы П.А. Ребиндера, Б.В. Дерягина, М.М. Кусакова, Ф.И. Котяхова, Г.А. Бабаляна, Д. Амикося, М. Маскета, С. Пирсона в области молекулярно-поверхностных явлений и физики пласта, а также исследования Р.И. Щищенко, В.С. Баранова, Э.Г. Кистера, У.Д. Мамаджанова, С.К. Фергюссона, М. Вильямса, Р. Крюгера, Е.Е. Глен-

эффективность вскрытия продуктивных отложений зависит от следующих факторов:

- геолого-физических характеристик залежи;
- физико-химических свойств пластовых флюидов;
- характеристик и показателей применяемой технологии работ на всех этапах заканчивания скважин;
- свойств буровых, тампонажных и специальных растворов;
- величин и пределов изменения забойных дифференциальных давлений по стволу скважины при бурении и цементировании обсадной колонны;
- степени гидравлической связи пластов и ствола скважины;
- нестационарности гидравлических процессов.

В связи с этим применяемые и разрабатываемые технологии предназначены для снижения или исключения отрицательного влияния основных факторов на коллекторские свойства нефтегазовых пластов и сохранения потенциальной продуктивности скважин.

Факторы, влияющие на снижение проницаемости призабойной зоны, рассмотрены Ф.А. Требиным, К.Ф. Жигачем, Ф.И. Котяховым, В.А. Амияном, Г.А. Бабаляном, Л.В. Лютиным, И.И. Кравченко, Л.К. Мухиным, К.Ф. Паусом, Г.Т. Овнатовым, И.Г. Шевалдиным, Н.М. Касьяновым, Б.В. Касперским, В.И. Токуновым, Н.Р. Рабиновичем, А.И. Пеньковым, В.И. Яненко и др.

Одним из основных параметров, приводящих к осложнениям и отрицательным последствиям при вскрытии продуктивных отложений, является дифференциальное давление, действующее на ствол и призабойную зону скважины. Однако известные методы регулирования дифференциальных давлений в скважине имеют весьма ограниченную область эффективного применения.

При наличии избыточной репрессии на продуктивные пласты резко возрастает негативная роль фильтрации различных флюидов и проникновения твердых частиц, колющих проницаемый коллектор. Указанное усугубляется при значительных колебаниях давления на стенки скважины в процессе спускоподъемных операций. Интенсивность колебаний гидродинамического давления возрастает с увеличением глубины скважины, скорости спуска или подъема буровой колонны, вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора, а также с уменьшением зазора между стенкой скважины и буровой колонной.

Отрицательное воздействие проникшей в пласт воды может проявляться многообразно:

вызывает набухание глинистых частиц, содержащихся в пласте коллектора, вследствие чего резко снижается проницаемость призабойной зоны;

образует водонефтяные эмульсии, которые в ряде случаев существенно снижают проницаемость призабойной зоны;

удерживается в пористой среде капиллярными силами и частичное вытеснение ее из поровых каналов может происходить лишь при значительных перепадах давления, что затрудняет продвижение нефти к забою скважины, особенно при низкопроницаемых коллекторах;

при взаимодействии фильтрата бурового раствора с высокоминерализованной водой могут образовываться нерастворимые осадки в порах коллектора.

В зависимости от физико-химической природы пористой среды, содержания поверхностно-активных веществ в нефти и фильтрате, наличия или отсутствия набухающих глин, характера репрессии на пласт и других причин ухудшение проницаемости призабойной зоны может быть обусловлено влиянием всех перечисленных выше факторов одновременно или некоторых из них.

Значительная глинистость пород, слагающих продуктивный пласт, требует особого подхода к его вскрытию. Проникновение фильтрата в призабойную зону вызывает набухание глин, что ведет к снижению диаметра поровых каналов или даже к частичной их закупорке вследствие диспергирования и перемещения глин потоком жидкости.

Для предотвращения набухания глинистых пород наиболее часто используются так называемые ингибированные буровые растворы, т.е. растворы с добавками чаще всего минеральных солей (хлористого калия, алюмокалиевых квасцов, хлористого кальция, извести и т.п.).

Для наиболее эффективных с точки зрения ингибирования глин растворов, содержащих до 5 % KCl, требуется, в свою очередь, специальная обработка полимерами, приведение к минимуму глинистого коллоидного компонента в них для регулирования и оптимизации фильтрационных и реологических характеристик.

Весьма неоднозначное влияние на фильтрат бурового раствора оказывают химические реагенты, применяемые для стабилизации свойств этих растворов. Так, водные растворы большинства известных химических реагентов снижают проницаемость продуктивной породы значительно больше, чем техническая вода. При этом механизмы такого снижения проницаемости могут быть абсолютно различными – от увеличе-

ния влияния на набухаемость глин (при применении диспергаторов – NaOH, Na₂CO₃, УЩР) до образования нерастворимых либо студневидных осадков при взаимодействии с пластовым флюидом (акрилаты, жидкое стекло, КССБ и др.). Существенно повышает опасность образования осадков содержащий катионы кальция фильтрат тампонажного раствора.

Наличие в нефти асфальтосмолистых веществ, которые являются эмульгаторами, часто способствует образованию “бронирующих” эмульсий, закупоривающих поры и каналы коллектора и препятствующих продвижению нефти к забою скважины. Многие авторы рекомендуют добавки ПАВ, препятствующих образованию таких эмульсий, однако систематические исследования по этому вопросу в публикациях практически отсутствуют.

4.1.2. $\frac{\text{Факт. продукт.}}{\text{Потенц. продукт.}}$ – показатель ОП

Принято считать, что качество вскрытия пласта и освоения скважины характеризуется степенью изменения гидропроводности призабойной зоны и количественно выражается отношением фактической продуктивности (гидропроводности) пласта к его потенциально возможной продуктивности (гидропроводности) – показатель ОП.

Анализ результатов гидродинамических исследований более чем по 4 тыс. скважин ряда месторождений СНГ, проведенный специалистами б. ГАНГ, показал, что в 50 % скважин продуктивность снижена в 2 раза, в 25 % – в 4 раза и в 10 % – в 10–30 раз [36].

Нефтенасыщенные коллекторы на месторождениях Западной Сибири представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами; их проницаемость изменяется от 0,003 до 0,8 мкм². В Урало-Поволжье, в частности в Башкортостане, нефтенасыщенные коллекторы представлены в основном карбонатными породами (известняками, доломитами), участками глинистыми, с включениями песчаников, аргиллитов, мергелей, алевролитов. Проницаемость их варьируется от 0,001 до 1–2 мкм² [37]. Вскрытие продуктивных пластов производится с применением глинистых растворов, обрабатываемых комбинациями химических реагентов: КМЦ, акрилаты, ГКЖ, НТФ (Западная Сибирь); КМЦ, крахмал, ПАЦ, КССБ, УЩР (Башкортостан). Среднее время воздействия раствора на пласт составляет в Западной Сибири 50–60 ч при репрессии 3–5 МПа, в Башкортостане от 30 до 120 ч при репрессии 3–8 МПа. Данные гео-

физических исследований показывают, что отношение работающих интервалов к перфорированным не превышает 30–40 %, а среднее значение глубины проникновения фильтрата бурового раствора составляет 3–4 диаметра скважин [38, 39].

Статическая оценка по данным гидродинамических исследований скважин на месторождениях Коми, Белоруссии, Украины и Поволжья показала, что среднее значение ОП = 0,5.

Основное влияние на продуктивность скважины оказывает первичное вскрытие. Так, по результатам исследований скважин на месторождениях Самарской области, где продуктивные горизонты представлены двумя основными пластами карбонатного и терригенного типов, установлено, что для пласта, представленного трещиновато-поровыми ограниченно-обломочными известняками, глубина залегания которого 1200–2000 м, показатель ОП изменяется от 0,45 до 1,00 с ростом потенциальной гидропроводности от 10 до 120 м/(сут·МПа) и более.

Известны и другие критерии оценки степени загрязнения продуктивного пласта. Например, в работе [40] использовать показатель ОП не рекомендуется, как не учитывающий интегрального эффекта от действия технологий бурения, крепления, вторичного вскрытия и освоения. Вместо этого показателя предлагается увеличить объем информации об исследуемом объекте, т.е. наряду с гидродинамическими исследованиями необходимо проводить геолого-технологические исследования, анализ керна и шлама, промыслово-геофизические исследования и т.д.

Рядом авторов [41, 42] установлено влияние некоторых технологических факторов, в частности репрессии и времени воздействия на пласты с различной проницаемостью.

Качество вскрытия продуктивного объекта в зависимости от используемого раствора оценено И.Н. Гайворонским и А.А. Мордвиновым по данным гидродинамических исследований Возейского месторождения для глинистого (ОП = 0,7) и РУО (ОП = 1) и В.Ф. Калининым для глинистого (ОП = 0,46) и соляно-кислого (ОП = 0,80) растворов. По методике ВНИИКРнефти буровые растворы были классифицированы по коэффициенту восстановления проницаемости β [43]. Аналогичные характеристики изучались и другими исследователями [38, 44]. При этом сохранение естественных свойств коллектора оценивалось как по коэффициенту β , так и по изменению плотности скелета породы и структуры порового пространства. Очевидно, буровой раствор, который в лабораторных условиях оказал наименьшее влияние на проницаемость керна, будет сохранять это свойство и по отношению к пласту.

В настоящее время нет достаточного количества данных геофизических и гидродинамических исследований, проведенных параллельно, чтобы с достаточной для количественных прогнозов степенью достоверности установить связь ОП с данными ГИС [45].

Наиболее объективную информацию о качестве вскрытия пласта можно получить лишь по данным комплексных лабораторных и промысловых исследований. Принимая за аксиому необходимость сохранения естественной проницаемости продуктивной зоны, можно вести изучение влияния разрабатываемых технологий на состояние керна, причем использовать как естественные керны [46], так и искусственные [43]. Исследования сохранения проницаемости кернов проводят в основном с целью подбора оптимального состава бурового раствора для первичного вскрытия.

Методы оценки восстановления проницаемости кернов недостаточно корректны, поскольку не имитируют в полной мере состояние коллектора; в то же время прямые геофизические исследования позволяют только косвенно оценить качество вскрытия продуктивной зоны. Однако сочетание исследований восстановления проницаемости, смачивающих свойств фильтратов и прямые замеры удельного электрического сопротивления нефтенасыщенных коллекторов позволяют с достаточной достоверностью оценить качество вскрытия продуктивного пласта.

4.1.3. $\int_0^1 \varphi_{\text{эф}} \rho_{\text{эф}} dV = \int_0^1 \varphi_{\text{эф}} \rho_{\text{эф}} dV$ $\int_0^1 \varphi_{\text{эф}} \rho_{\text{эф}} dV = \int_0^1 \varphi_{\text{эф}} \rho_{\text{эф}} dV$

В последние годы, как уже было показано, одним из приоритетных направлений научно-технического прогресса в нефтегазодобывающей отрасли по интенсификации эксплуатации нефтегазовых месторождений, в том числе на поздней стадии разработки, считаются технологии, основанные на горизонтальном бурении. Однако если за рубежом более 80 % скважин оправдывают ожидания, то в России 54 % пробуренных горизонтальных скважин дают кратковременный эффект либо вообще не дают положительного результата. Низкая продуктивность, а также многие осложнения, возникающие при бурении ГС, так или иначе связаны с применяемым буровым раствором. Плохая очистка скважины, избыточный крутящий момент, сопротивление расхаживанию бурильной колонны, зашламление ствола, прихваты бурильного инструмента, нарушение устойчивости стенок скважины, потеря циркуляции, кольматация

приствольной зоны, осложнения при спуске каротажных снарядов и другие проблемы, как правило, являются следствием несоответствия бурового раствора условиям бурения.

Те же недостатки возникают и при бурении боковых стволов.

С увеличением глубины и угла наклона скважины вероятность обвала стенок скважины возрастает, а градиент гидро-разрыва пласта уменьшается. Эти выводы подтверждаются промысловыми данными на нескольких площадях [46, 47].

Изучение опыта бурения сильно искривленных скважин в Мексиканском заливе и Северном море подтвердило важность правильного выбора бурового раствора. При бурении интервалов в аналогичных условиях с вертикальными скважинами осложнения, связанные с зашламлением и очисткой ствола, крутящим моментом, сопротивлением вращению буровой колонны и прихватами, носили более серьезный характер, если плотность раствора была ниже $1,62 \text{ г/см}^3$. С увеличением плотности раствора ситуация улучшилась.

На качество очистки ствола скважины от шлама большое влияние оказывают вязкость, прочность геля, режим промывки, скорость движения раствора по затрубному пространству и его плотность. Как правило, при увеличении плотности раствора и скорости его потока в затрубном пространстве повышается качество очистки скважины во всех типах скважин.

Однако в сильно искривленных скважинах вязкость, прочность геля и режим промывки имеют особое значение, потому что частицы выбуренной породы в таких скважинах могут осаждаться намного быстрее, чем в вертикальных за счет эффекта Бойкотта [48–50]. Увеличение скорости осаждения вследствие бойкоттовского осаждения наиболее заметно при углах наклона скважины от 40 до 50° ; в этом же диапазоне происходит наиболее интенсивное скольжение шлама. Со сползанием шлама результирующий градиент плотности раствора по поперечному сечению вызывает нарушение равновесия давлений, что приводит к образованию конвекционных потоков жидкости, выталкивающих более легкую жидкость вверх и способствующих движению шлама вниз, тем самым ускоряя осаждение шлама. Во многих случаях циркуляция раствора усиливает эффект Бойкотта [50]. В результате шлам осаждается намного быстрее в динамических условиях. Увеличение скорости циркуляции, вязкости и прочности геля можно снизить, но не устранить усиленное динамическими условиями осаждение Бойкотта.

Интервал набора кривизны многих горизонтальных сква-

жин и боковых стволов содержит глинистые сланцы. Нарушение конфигурации ствола скважины в этом интервале вследствие набухания сланцев и образования желобов создает боковые нагрузки на бурильную колонну и приводит к возникновению прихватов [46, 51]. Кавернозность ствола скважины в этом интервале затрудняет вынос шлама, скапливающегося в “мертвых зонах” и способствующего прихватам инструмента [52].

По сравнению с аналогичной вертикальной скважиной устойчивость стенок скважины может нарушаться по мере приближения угла наклона к горизонтали. Изменение направления пластового давления относительно ствола скважины повышает вероятность того, что может потребоваться увеличение плотности бурового раствора в целях сохранения устойчивости стенок скважины, сложенных глинистыми сланцами [53, 54]. Рекомендуемый некоторыми авторами турбулентный режим промывки в затрубном пространстве [55] может усугубить проблему устойчивости стенок скважины [56]. Некоторые породы разрушаются при турбулентном режиме промывки. В результате изменения конфигурации ствола поток раствора приобретает ламинарный характер движения, что затрудняет вынос шлама из затрубного пространства и может привести к прихвату бурильной колонны.

Так как ГС и БС часто бурят в пластах с низкими пластовыми давлениями, при больших углах вскрытия этих пластов вероятность прихвата за счет дифференциального давления возрастает, поскольку часто для придания устойчивости стенкам скважин приходится повышать плотность бурового раствора. Естественно, что в таких условиях стараются минимизировать фильтрацию и содержание шлама в растворе. Это тем более важно, что фильтрат и мелкие частицы твердой фазы нарушают эксплуатационные качества продуктивного пласта.

Поскольку время контакта бурового раствора с легкопроницаемыми породами в ГС значительно превышает такое же время при бурении вертикальной скважины, для предупреждения осложнений необходимо предъявлять к раствору более жесткие требования и к фильтрации и репрессии на пласт, и к содержанию твердой фазы.

В горизонтальной скважине очень высока сила давления бурильной колонны на стенки скважины. Это давление, а также повышенное трение между стенкой скважины и колонной приводят к увеличению крутящего момента и аксиального трения, максимальные значения которых отмечаются в интервале набора кривизны, под действием высоких боковых нагрузок

стабилизаторов. В этих случаях эффективным может быть введение твердой смазочной добавки.

Кроме того, одной из важных проблем бурения ГС является невозможность углубления скважины вследствие зависания долота и бурильного инструмента.

Неравномерность создания нагрузки из-за зависания бурильного инструмента и долота, скопление шлама, обуславливающее образование уступов и дюн, большие значения крутящего момента и аксиального трения – все эти отрицательные явления так или иначе связаны с низкими смазочными свойствами бурового раствора.

Не менее важное требование к буровому раствору – регулирование фильтрации, величина которой определяется проницаемостью пород, дифференциальным давлением, а также минералогическим составом разбуриваемых пород. Минимизация фильтрации способствует предотвращению прихватов [57], что особенно важно в сильно искривленном и горизонтальном стволе.

Есть достаточные основания предполагать, что тонкая и упругая фильтрационная корка может способствовать увеличению градиента гидроразрыва в проницаемых зонах. И, наконец, с учетом того, что цель бурения ГС заключается в росте темпа добычи нефти, регулирование водоотдачи для уменьшения степени нарушения эксплуатационных качеств пласта приобретает важное значение, особенно при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Нарушение эксплуатационных качеств пласта может быть следствием химического и физического воздействий. Проницаемость пород резко снижается при поглощении больших объемов несовместимого с химическим составом пласта флюида.

Набухание некоторых минералов, входящих в скелет коллектора, уменьшает проницаемость продуктивного пласта. Теоретически необходимое количество ингибитора может быть подсчитано и отрегулировано при выборе рецептуры бурового раствора [47, 56, 57].

4.1.4. $\epsilon_i \delta \theta \epsilon_i \zeta_i \hat{u} \delta \hat{a} \theta \hat{a} \theta_i \epsilon \hat{N} \delta \epsilon \epsilon_i \epsilon \hat{A} \zeta \theta \zeta \hat{a} \hat{u} \epsilon \epsilon \epsilon \zeta \hat{a} \hat{n} \hat{A} \theta \hat{a} \epsilon \epsilon_i \hat{a} \epsilon \epsilon \epsilon \hat{N} \hat{a} \hat{f} \hat{a} \zeta \zeta \delta \hat{o} \hat{i} \epsilon \hat{a} \hat{A} \epsilon \hat{i} \epsilon \zeta \hat{a} \hat{a} \hat{i} \zeta \hat{O} \hat{N} \epsilon \hat{e} \hat{i} \hat{A} \hat{f} \hat{a} \hat{a}$

Основная задача в области заканчивания скважин – использование буровых растворов, обеспечивающих максимальную сохранность коллекторских свойств продуктивного пласта.

Ни одна система бурового раствора не является идеальной для вскрытия продуктивных отложений. Выбор раствора для

заканчивания обычной скважины аналогичен выбору раствора для сильно искривленной либо для горизонтальной скважины.

Прежде всего учитываются наличие зон, осложненных включениями глинистых пород, стоимость реагентов, природоохранные требования, а также температура на забое. Помимо этого раствор должен быть легко модифицируемым, чтобы избежать осложнений, связанных с другими технологическими операциями.

Основным типом бурового раствора, применяемым в мировой практике заканчивания скважин, в том числе с горизонтальным участком ствола, являются традиционные глинистые растворы, модифицированные в зависимости от условий бурения добавками минеральных солей, полимеров или ПАВ [49–52, 58–61].

Однако известные недостатки глинистых растворов, такие, например, как избыток коллоидной фазы, коагуляция коллектора мелкими частицами, сложность регулирования реологических характеристик, сформировали мнение о целесообразности применения растворов на углеводородной основе (РУО), которые способствуют максимальному сохранению естественной проницаемости коллектора. В то же время особенностями заканчивания скважин с применением РУО являются их высокая стоимость и трудоемкость, отсутствие необходимого количества материалов и централизованных установок для их приготовления, а также повышенная пожароопасность и, наконец, необходимость специальных мероприятий, обеспечивающих охрану окружающей среды от загрязнения этими растворами (утилизация, замкнутый цикл циркуляции, хранение материалов для РУО и замещенного раствора и т.д.).

При бурении скважин с промывкой РУО на Техасском шельфе Мексиканского залива из-за некачественной очистки сильно искривленного ствола отмечались значительные осложнения [62, 63]. Очевидные причины – потеря структурно-механических свойств этих растворов под действием высоких температур и их низкая тиксотропность. В целях исключения ряда недостатков РУО (в частности, пожароопасности), легкости приготовления и снижения стоимости используют инвертные эмульсии на основе РУО с высоким содержанием воды [64–66]. Основным требованием, предъявляемым к такого рода эмульсиям, является их устойчивость против обращения фаз. Применяемые в настоящее время высококонцентрированные инвертные эмульсионные растворы (ВИЭР), разработанные ВНИИБТ, обладают низкой агрегативной устойчивостью, и применение такого ряда систем практически невозможно при

наличии в геологическом разрезе водопоглощающих либо водопроявляющих пластов [67]. Требования к применению РУО все время повышаются, особенно с точки зрения экологии. Ряд фирм активно разрабатывает неводные синтетические системы растворов, биоразлагаемые в условиях суши и моря. В качестве углеводородной фазы в этом случае используются синтетические продукты, получаемые из нефти либо из растительного сырья. Сохраняя все преимущества систем РУО, они могут сбрасываться в море без ущерба для морской фауны.

В настоящее время за рубежом широкое применение получили “чистые” (не содержащие твердой фазы) растворы [68–70]. Основным преимуществом “чистых” буровых растворов по сравнению с обычными глинистыми является возможность увеличения их плотности без соответствующего повышения концентрации твердой фазы. В качестве таких промывочных жидкостей используют водные растворы солей хлорида кальция, хлорида цинка, бромиды кальция. Однако отмечено [71, 72], что растворы, не содержащие твердой фазы при фильтрации загрязняют призабойную зону пласта (ПЗП) различными солями и механическими примесями, находящимися в наземном оборудовании и скважине, и вызывают снижение естественной проницаемости пород. Значительные осложнения возникают из-за выпадения солей в осадок, а кроме того, отмечаются коррозионные повреждения труб и бурового оборудования. Во многих случаях для минимизации загрязнения горизонтального ствола различные фирмы предлагают рассолы с коагулирующей твердой фазой в виде гранулированных водно-кислоторастворимых солей, стабилизированных полимерами. В качестве полимерной основы используют обычные полисахариды или частично подшитые либо биополимерные загустители, а также высоковязкие полианионные целлюлозы или оксиэтилированные эфиры целлюлозы. Выпускаются также готовые компаунды у нас в стране, например ПС-2, ПС-5, разработанные ВНИИКРнефтью и ЗАО “Полицелл”. Такие системы используются не только при бурении, но и при ремонте, глушении, консервации скважин, поскольку обладают кроме тиксотропных свойств еще и уникальными фильтрационными характеристиками, образуя практически нефилтующиеся в пласт системы растворов. Достаточно сложной представляется в этих условиях именно очистка раствора, так как удаление избытка соли на очистных устройствах требует дополнительного ее ввода в циркуляционную систему, что дорого и нетехнологично.

Наконец, наиболее перспективные и теоретически наиболее

полно отвечающие требованиям промывки скважин – системы растворов, стабилизированные биополимерами или гидрогелями полимеров. Буровые промывочные жидкости на этой основе обладают уникальными псевдопластичными свойствами. Это обстоятельство обеспечивает энергетически выгодные условия разрушения породы долотом и выноса шлама из-под его зубцов, поскольку создается турбулентный режим вымывания частиц и высокая “мгновенная” фильтрация, способствующие эффективному разрушению породы [57, 73]. Буровой раствор на основе биополимеров характеризуется естественной смазывающей способностью. Как биополимеры, так и гидрогелевые растворы на основе подшитых оксиэтилированных эфиров целлюлозы допускают применение различных утяжеляющих материалов: барита, гематита, карбоната кальция, бромидов кальция и т.п. [74].

Биополимер обеспечивает повышение вязкости благодаря образованию поперечных связей между молекулами при действии кросс-агентов. В результате такого макромолекулярного взаимодействия достигается взвешивание твердой фазы. При концентрации биополимера ниже некоторого минимального значения (3,5–4,5 кг/м³ в зависимости от солености воды и наличия других компонентов раствора) поперечных связей недостаточно для образования гелевой структуры, что резко снижает несущую способность раствора.

Применение биополимерного раствора за счет эффекта ранней турбулизации позволяет снизить устьевые давления на 3,5–5,5 МПа по сравнению с глинистым раствором (вязкостью около 80 с).

Таким образом, анализ литературных источников, лабораторные и промысловые наблюдения показывают, что основной причиной снижения продуктивности многих нефтяных и газовых пластов, а также уменьшения приемистости нагнетательных скважин является их загрязнение. Оно происходит как при бурении, так и при цементировании, перфорации, гидроразрыве, глушении, интенсификации притока. Основным загрязняющим фактором является блокирование поровых каналов:

- твердыми частицами буровых растворов;
- набухающими минералами матрицы продуктивного пласта;
- тонкодисперсными частицами гранулярной основы пласта вследствие растворения его матрицы;
- нерастворимыми осадками взаимодействия фильтратов бурового раствора с пластовым флюидом;
- эмульсией (водное блокирование или изменение характера смачиваемости поровых каналов).

Определенно установленным можно считать, что степень поврежденности пласта зависит от времени контакта породы с буровым раствором, а также от величины репрессии на пласт.

Основная причина низких значений ОП при заканчивании скважин – несоответствие состава и свойств рабочих жидкостей и режимов проведения различных технологических операций в скважине геолого-физическим условиям продуктивного пласта и состоянию ПЗП, что обуславливает значительные глубины проникновения жидкостей или их фильтратов в пласт.

При бурении ГС и БС качество и состав раствора играют еще более существенную роль вследствие того, что более сложна проблема сохранения устойчивости ствола скважин, более велика вероятность поглощения раствора, более сложна очистка от выбуренной породы, более велики силы трения, возникающие при движении бурильной колонны. Горизонтальные скважины намного чувствительнее к загрязнению пластов, чем вертикальные, поскольку время контакта ствола ГС с буровым раствором существенно выше. Горизонтальный ствол чаще всего не цементируется, равномерная депрессия, достигающаяся за счет большой протяженности ствола, недостаточна для очистки загрязненного пласта, методы химического стимулирования в ГС часто неэффективны и более того – опасны, а картина загрязнения ГС резко отличается от вертикального [75].

Обобщая вышеизложенное, можно сформулировать следующие основные требования к раствору для заканчивания скважин, в том числе горизонтальными стволами.

1. Буровой раствор не должен загрязнять продуктивный пласт. Поэтому при обосновании компонентного состава раствора необходимо учитывать как петрофизические свойства коллектора (пористость, проницаемость, размер пор, содержание глины), так и физико-химические свойства раствора и его фильтрата (поверхностное натяжение и угол краевого смачивания на границе вода – нефть).

2. Буровой раствор должен предотвращать развитие осложнений, связанных с глинистыми минералами, за счет повышенных требований к ингибирующим свойствам и фильтрационным потерям.

Для повышения смазочных свойств в целях улучшения условий прохождения бурильного инструмента в интервале максимальной кривизны и горизонтальном стволе, а также предотвращения вероятности прихватов целесообразно использовать твердые смазки и жидкие, обладающие гидрофобизирующими свойствами.

Буровой раствор должен обеспечивать необходимую очистку ствола скважины. В интервале с углами наклона 40–50° предпочтительно бурить с повышенной вязкостью и прочностью геля. Оптимальная очистка в горизонтальном стволе обеспечивается при низкой вязкости (20–30 с по СПВ-5) и турбулентном режиме промывки (для устойчивых пород) или при ламинарном (в случае склонности пород к размыву) – при вязкости 40–50 с по СПВ-5.

4.2. β – коэффициент восстановления проницаемости

В решении проблемы качественного вскрытия нефтенасыщенных пластов важное место занимает экспериментальная оценка влияния различных факторов на проницаемость кернов, что позволяет принимать научно обоснованные технологические решения применительно к условиям конкретных месторождений.

При экспериментальной оценке блокирующих свойств фильтрата бурового раствора при помощи коэффициента восстановления проницаемости β , представляющего собой отношение конечной проницаемости к первоначальной (исходной), очень важна однозначность определения этого параметра как одного из наиболее существенных показателей свойств буровых растворов для заканчивания скважин.

Анализ многих результатов исследований показывает, что разброс численных значений β , полученных после воздействия на пористые образцы фильтратом одного и того же бурового раствора, может быть очень велик – от 7 до 80 % [36, 39, 69, 76].

Отмеченная неопределенность в оценке загрязняющей способности фильтрата бурового раствора обусловлена как произвольным выбором керна материала и недостаточно полной оценкой его свойств, так и полным отсутствием каких-либо характеристик фильтрата. Все это не позволяет обеспечить идентичные условия проведения экспериментов.

Кроме того, существующие методы исследований и оценки влияния буровых растворов на нефтепроницаемость коллекторов являются сугубо эмпирическими, что не позволяет дать обоснованную оценку свойств объектов исследования (керна, бурового раствора и фильтрата), корректно интерпретировать полученные результаты исследований, распространить полученные результаты за пределы условий опыта. Вследствие этого

разрабатываемые на основе таких исследований рекомендации во многих случаях не дают ожидаемых результатов в промышленных условиях из-за неполного учета различных факторов.

Все это показывает, что для обеспечения прогресса в решении вопроса сохранения продуктивности пластов необходима разработка обоснованной методики исследований и оценки влияния буровых растворов на нефтепроницаемость коллектора, обеспечивающей возможность объективного учета всех факторов. Прежде всего, принимая во внимание неоднородность пластов и сложность учета их петрофизических свойств (количество и природа глинистых минералов, размеры, структура и характер смачиваемости поровых каналов) и практическую невозможность получения воспроизводимых результатов на естественных кернах, для исследования влияния физико-химических свойств буровых растворов и перфорационных жидкостей необходимо обеспечить постоянство свойств пористого образца. Этим требованиям отвечает методика, разработанная во ВНИИКРнефти [43] и предусматривающая использование искусственных образцов пористой среды.

Также для выяснения степени влияния петрофизических свойств природных коллекторов нефти и газа на коэффициент β необходимо проводить исследования на природных кернах с предварительно охарактеризованными петрофизическими свойствами.

4.2.1. Исследование влияния петрофизических свойств природных коллекторов нефти и газа на коэффициент β

Общепринятым показателем, характеризующим фильтрационные свойства бурового раствора, является его водоотдача, определяемая в статических условиях при комнатной температуре. Однако этот показатель не позволяет определить глубину проникновения фильтрата в пласт, т.е. определить пораженную фильтратом бурового раствора зону продуктивного пласта. Для расчета радиуса проникновения фильтрата в пласт введена дополнительная характеристика бурового раствора – скорость поступления фильтрата в пласт через сформированную глинистую корку в динамических условиях при температуре и давлении, соответствующих пластовым. Скорость поступления фильтрата в пласт (скорость фильтрации) определяется экспериментально для каждого конкретного бурового раствора. Гидравлическая схема лабораторной установки приведена на рис. 4.1. Основными узлами установки являются универсальный кернодержатель 1 с образцом пористой среды 2, нагнета-

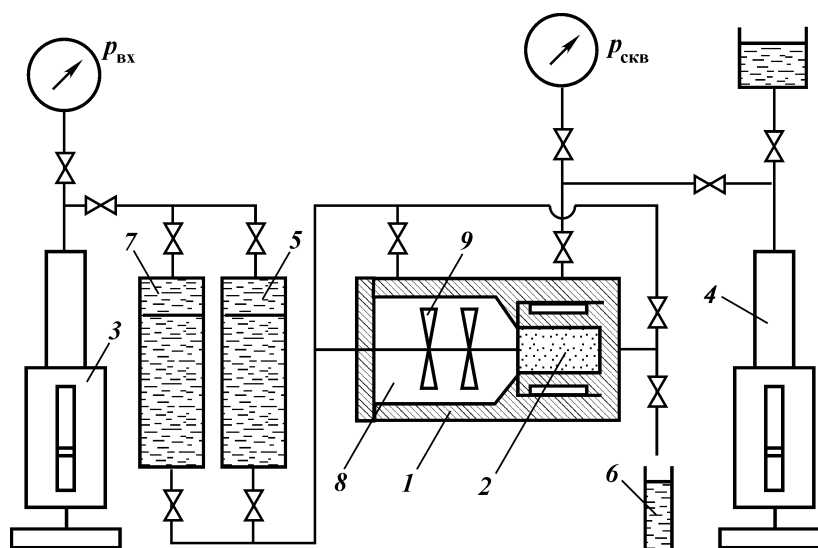


Рис. 4.1. Схема экспериментальной установки для определения динамической фильтрации (скорости фильтрации) бурового раствора

тельные прессы 3 и 4, емкости фильтрата бурового раствора 5 и 7 и мерный цилиндр 6. Методика проведения исследований заключается в следующем. Образец пористой среды в универсальном кернодержателе подвергается гидрообжиму, соответствующему величине горного давления в исследуемом продуктивном пласте. После термостатирования универсального кернодержателя и образца пористой среды в течение 2 ч при температуре, равной пластовой, керн насыщают фильтратом бурового раствора до его появления над верхним торцом в рабочей камере 8. Затем в рабочую камеру над образцом пористой среды заливают исследуемый буровой раствор. Универсальный кернодержатель устанавливают горизонтально и присоединяют к емкости с фильтратом бурового раствора, и при помощи нагнетательного пресса создают в рабочей камере избыточное давление, равное реальной величине репрессии на пласт при его первичном вскрытии. Мешалкой 9 перемешивают буровой раствор в камере универсального кернодержателя. При циркуляции бурового раствора во внутренней полости кернодержателя и создании избыточного давления начинается фильтрация через керн жидкой фазы бурового раствора, а на торце керна формируется фильтрационная корка, пропускная способность которой и определяет скорость

фильтрации. Для предупреждения изменения исходной консистенции бурового раствора в рабочую камеру при заданном постоянном перепаде давления в процессе опыта автоматически подкачивается фильтрат при помощи нагнетательного пресса.

При появлении фильтрата бурового раствора на выходе кернодержателя начинают отсчет времени и определяют объемную скорость фильтрации Q . Истинная скорость фильтрации определяется по формуле

$$v_{\phi} = Q/F, \quad (4.1)$$

где Q – объемная скорость фильтрации, $\text{см}^3/\text{с}$; F – площадь фильтрации, см^2 .

4.2.2. МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ЗАКУПОРИВАЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ ЖИДКОЙ ФАЗЫ (ФИЛЬТРАТА) БУРОВОГО РАСТВОРА

Методика экспериментальной оценки закупоривающего (блокирующего) действия фильтрата бурового раствора основана на определении проницаемости образца керна до и после воздействия на него фильтрата бурового раствора:

$$\beta = k_1/k_0, \quad (4.2)$$

где k_1 , k_0 – проницаемость керна по углеводородной жидкости соответственно до воздействия и после воздействия на него фильтрата бурового раствора.

Коэффициент восстановления проницаемости может быть определен как на эталонных пористых средах, так и на натуральном керновом материале.

Эталонная пористая среда приемлема при сравнительной оценке блокирующего действия различных буровых растворов. При выборе бурового раствора применительно к конкретным горно-геологическим условиям необходимо использовать натурные образцы кернов, отобранные из исследуемого продуктивного пласта.

Из отобранных образцов пористой среды (кернов) вытачивают специальными алмазными коронками цилиндрические образцы диаметром 30 мм и длиной 40–50 мм. При отсутствии специальных абразивных инструментов образцы для опытов изготавливаются распиливанием кернов на бруски прямоугольной формы размерами 20×50 мм, которые затем помещаются в цилиндрические формы диаметром 30 мм и длиной 50 мм. Свободное пространство заполняют отверждаемой смесью на основе эпоксидного клея ЭДП с наполнителем (мелкозернистый

кварцевый песок). После 5–7 сут выдержки и обработки торцов образцы кернов готовы к работе.

Длина и цилиндрическая форма образцов позволяет использовать для проведения опытов модернизированный керновый зажим ЗК-8 стационарной установки для исследования проницаемости кернов УИПК-1М (аппаратура “Керн”). Далее у подготовленных образцов кернов определяется исходная воздухопроницаемость, мкм²:

$$k_{в. исх} = \frac{2Q_{г}p_{обж}l\mu}{F(2p_{обж} + \Delta p)\Delta pT}, \quad (4.3)$$

где $Q_{г}$ – объем воздуха (азота), прошедший через керн при замере воздухопроницаемости, см³; $p_{обж}$ – давление гидрообжима; μ – вязкость воздуха (азота) при температуре проведения опыта, мПа·с; l – длина образца, см; F – площадь поперечного сечения образца керна, см²; Δp – перепад давления на образце керна, кгс/см²; T – время истечения через керн воздуха объемом Q , с.

После определения проницаемости кернов, выбора из них кернов, пригодных для исследований, приступают к определению коэффициентов восстановления проницаемости. Для проведения исследований разработана экспериментальная установка, гидравлическая схема которой представлена на рис. 4.2. Она состоит из нагнетательного пресса 1, емкости с трансформаторным маслом 2, фильтра 3, емкостей для фильтрата бурового раствора 4 и пластовой воды 5, образца керна 6 и компенсаторной емкости 7. Система гидрообжима и термостатирования на рисунке не показана. Методика проведения исследований заключается в следующем.

После сборки кернодержателя образец керна подвергается всестороннему гидрообжиму. Методика определения необходимого значения давления гидрообжима $p_{обж}$ керна, соответствующего эффективному горному давлению в пластовых условиях, приведена ниже. Затем керн при помощи нагнетательного пресса насыщают пластовой водой из емкости и повышают в керне давление до 5 МПа.

После насыщения керна пластовой водой осуществляется формирование остаточной водонасыщенности – вытеснение пластовой воды углеводородной жидкостью (трансформаторным маслом), используемой в опытах вместо нефти во избежание затухания фильтрации, неизбежного при течении через керн нефти (адсорбция металлопорфириновых комплексов парафинов, смол). После прокачки через керн 8–10 поровых объемов трансформаторного масла при перепаде дав-

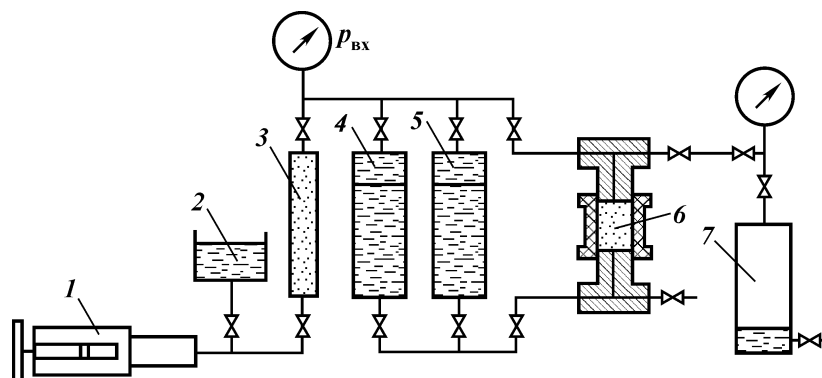


Рис. 4.2. Схема экспериментальной установки для исследования влияния фильтрата бурового раствора на фильтрационные свойства кернов

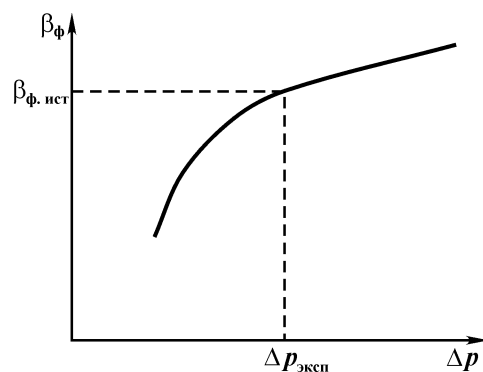


Рис. 4.3. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости образца керна от величины депрессии

ления на керне 3,5–4,0 МПа измеряют начальную проницаемость керна по маслу, мкм²:

$$k_0 = \frac{Qul}{F\Delta p},$$

где Q – объемная скорость фильтрации трансформаторного масла через керн, см³/с; l – длина образца керна, см; F – площадь поперечного сечения образца керна, см²; Δp – перепад давления на образце керна, кгс/см².

После формирования остаточной водонасыщенности и определения k_0 в керн из емкости при помощи нагнетательного пресса закачивается фильтрат бурового раствора, объем которого равен пяти поровым объемам образца керна с объемной скоростью $(0,11 \pm 0,12) \cdot 10^3$ м³/сут, что соответствует скорости поступления фильтрата в пласт в реальных условиях. По формуле (4.4) определяется проницаемость керна по фильтрату бурового раствора k_ϕ .

После моделирования процесса первичного вскрытия продуктивного пласта моделируют процесс освоения скважины. Для этого в направлении, обратном воздействию фильтрата бурового раствора, через образец керна при различных значениях перепада давления прокачивается трансформаторное масло. Для каждого значения p рассчитывается по формуле (4.4) значение k_0 и строится зависимость $\beta_{\phi} = f(\Delta p)$ (рис. 4.3). Далее, вычислив по формуле значение перепада давления на образце $\Delta p_{\text{эксп}}$, которое соответствует перепаду давления на образце длиной l , условно помещенного на границе зоны проникновения фильтрата в реальных условиях, и развившемуся при создании депрессии на пласт (при освоении скважин), по кривой $\beta_{\phi} = f(\Delta p)$ определяют истинное значение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия на пласт фильтрата бурового раствора $\beta_{\phi. \text{ист}}$ и рассчитывают значение ОП_φ, являющееся критерием оценки качества первичного вскрытия продуктивного пласта.

4.2.3. МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ЗАКУПОРИВАЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

Экспериментальная оценка влияния твердой фазы бурового раствора на фильтрационные свойства кернов также основана

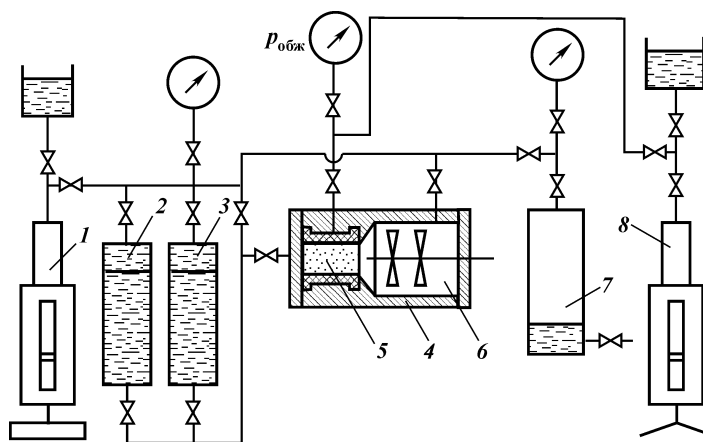


Рис. 4.4. Схема экспериментальной установки исследования влияния бурового раствора (твердой фазы) на фильтрационные свойства кернов: 1, 8 – нагнетательные прессы; 2, 3 – емкости для фильтрата бурового раствора; 4 – кернадержатель; 5 – образец керна; 6 – рабочая камера кернадержателя; 7 – компенсаторная емкость

на определении коэффициента проницаемости образца керна до k_0 и после k_1 воздействия на него буровым раствором. В экспериментальной установке, схема которой представлена на рис. 4.4, используются узлы установки для определения скорости фильтрации растворов.

Методика проведения исследований заключается в следующем. После сборки установки и создания соответствующего давления гидрообжима керна и создания в керне остаточной водонасыщенности и определения k_0 во внутреннюю полость 6 кернадержателя 4 заливают 150 мл бурового раствора. Нагнетательным прессом 1 создают на керне перепад давления, соответствующий реальному значению репрессий на пласт. При постоянном перемешивании раствора воздействуют на керн в течение 2 ч, затем удаляют с торца керна фильтрационную корку, по методике строят зависимость $\beta_{т,ср} = f(\Delta p)$, определяют истинное значение β и рассчитывают значения ОП и ПП.

4.2.4. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ ГИДРООБЖИМА

Для приведения условий проведения экспериментальных исследований к реальному состоянию образца пористой среды при опытах необходимо поддерживать соответствующее напряженное состояние в образце керна. Для определения эффективного давления гидрообжима $p_{обж}$, соответствующего реальным условиям залегания образца, разработана методика, основанная на построении зависимости проницаемости керна по воздуху от давления гидрообжима. При повышении давления первоначально происходит уплотнение породы (проницаемость уменьшается) вплоть до ее естественного состояния, после чего проницаемость практически не изменяется. Абсцисса точки излома кривой и соответствует среднему эффективному давлению гидрообжима $p_{обж}$.

4.3. РЕЦЕПТУРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПОЛИГЛИКОЛЕВОЙ ОСНОВЕ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ МАКСИМАЛЬНОЕ СОХРАНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

4.3.1. НАУЧНАЯ КОНЦЕПЦИЯ ПОЛУЧЕНИЯ НОВЫХ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ

В результате анализа литературных источников и накопленного опыта заканчивания скважин было установлено, что предот-

вратить или существенно уменьшить влияние загрязняющих факторов позволяют следующие мероприятия:

ограничение проникновения фильтрата и твердых частиц в пласт за счет обработки растворов полимерами, повышающими вязкость фильтрата, сокращения времени контакта жидкости с пластом, снижения перепада давления в системе скважина – пласт, повышения эффективности очистки ствола от выбуренной породы (что важно для горизонтальных скважин) при использовании добавок, позволяющих получать системы растворов со специфическими реологическими характеристиками (псевдопластичностью и прочной структурой геля);

добавка солей калия или алюминия для предупреждения набухания и диспергирования глин;

обработка растворов ПАВ, регулирующими нефтесмачивающую и эмульгирующую способность фильтрата;

исключение осадкообразования при взаимодействии раствора с пластовыми породами и флюидами.

С учетом этого возможны два принципиальных направления в технологии вскрытия пластов.

1. Технология, исключающая проникновение компонентов бурового раствора (фильтрата и твердой фазы) в пласт. Она основана на использовании нефилтрующих буровых растворов без твердой фазы или с поверхностно-кольматирующей водо- или кислоторастворимой твердой фазой и бурении на “равновесии” при минимальных репрессиях. Такое направление в настоящее время широко используется зарубежными фирмами. Для реализации этой технологии необходимы специальные материалы – структурообразователи и загустители (биополимеры, полианионная целлюлоза, производные крахмала и др.), а также оборудование для бурения “на равновесии” при минимальной репрессии.

2. Технология, основанная на придании буровому раствору и его фильтрату свойств, исключающих загрязнение продуктивного пласта и обеспечивающих легкое и полное удаление проникающего фильтрата из пласта, т.е. восстановление его первоначальной нефтепроницаемости. В этом случае фильтрат бурового раствора должен обладать высоким ингибирующим действием, чтобы исключить гидратацию и диспергирование глинистых минералов, обеспечивать хорошую нефтесмачиваемость пород коллектора, иметь низкое межфазное натяжение на границе с углеводородной жидкостью и не образовывать осадка при контакте с пластовыми водами и породами.

Для отечественной нефтяной промышленности с учетом ее текущей обеспеченности материалами, оборудованием и сло-

жившейся технологии наиболее приемлемым и реальным является второе направление.

Как известно, большинство нефтесодержащих пород гидрофильны и способны адсорбировать воду, отфильтровавшуюся в продуктивный пласт при использовании бурового раствора на водной основе. В результате снижается фазовая проницаемость по нефти и блокируется ее поступление в скважину. Так, особенностью пород-коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири является их полимиктовый состав, который усложняет структуру порового пространства, повышает содержание связанной воды в коллекторе и снижает устойчивость скелета пород при контакте с химически активными жидкостями.

Сильная водоудерживающая способность полимиктовых пород приводит к образованию в призабойной части пласта устойчивой техногенной зоны увеличенной водонасыщенности, значительно превышающей естественную водонасыщенность до начала вскрытия пласта. Это резко снижает фазовую проницаемость для нефти в призабойных зонах скважин, что в итоге приводит к уменьшению дебитов нефти или газа [46].

Становится важным создание технологий управления смачиваемостью гидрофильных пород в призабойной зоне скважин, направленной на удаление из нее капиллярно-удержанной воды.

Характер смачиваемости нефтесодержащих пород можно изменять путем воздействия бурового раствора с гидрофобизирующими добавками (на стадии первичного вскрытия) либо композициями, обладающими гидрофибизирующими свойствами (на стадии вторичного вскрытия).

В качестве регулятора межфазного натяжения и нефтесмачивающих свойств целесообразно использовать ПАВ, а для исключения осадкообразования при взаимодействии с породами пласта и водой – комплексообразующие реагенты.

Адсорбируясь на поверхности поровых каналов, ПАВ гидрофобизируют ее, изменяя характер смачиваемости поровых каналов, а концентрируясь на границе раздела фаз нефть – фильтрат, снижают поверхностное натяжение. В этом случае капиллярные силы, развиваемые на границе раздела фаз нефть – фильтрат, будут направлены в сторону ствола скважины, что способствует более полному удалению фильтрата бурового раствора из призабойной зоны при вызове притока.

В связи с приданием незагрязняющих свойств фильтрату раствора требования к ограничению фильтрации хотя и сохраняются, но становятся менее жесткими, чем в случае ис-

пользования нефилтрующихся растворов. Однако необходимость ограничения фильтрации раствора все-таки требует использования полимерных реагентов и предпочтение следует в этом случае отдавать реагентам полисахаридной природы (водорастворимые эфиры целлюлозы, крахмалы, биополимеры), обладающим устойчивостью в широком диапазоне рН и минерализации. Эти принципы и были положены в основу работ по созданию рецептур, незагрязняющих продуктивные пласты буровых растворов.

4.3.2. БИОПОЛИМЕРНЫЙ РАСТВОР НА ОСНОВЕ ПОЛИСАХАРИДА – БИОПОЛИМЕРА ЭНПОСАН

Практика показывает, что одним из определяющих факторов, влияющих на процесс качественного вскрытия продуктивного пласта, является тип бурового раствора. Во многих случаях предпочтение отдают биополимерному типу раствора, который обладает комплексом технологических свойств, необходимым для успешного бурения и вскрытия вертикальными и особенно горизонтальными скважинами.

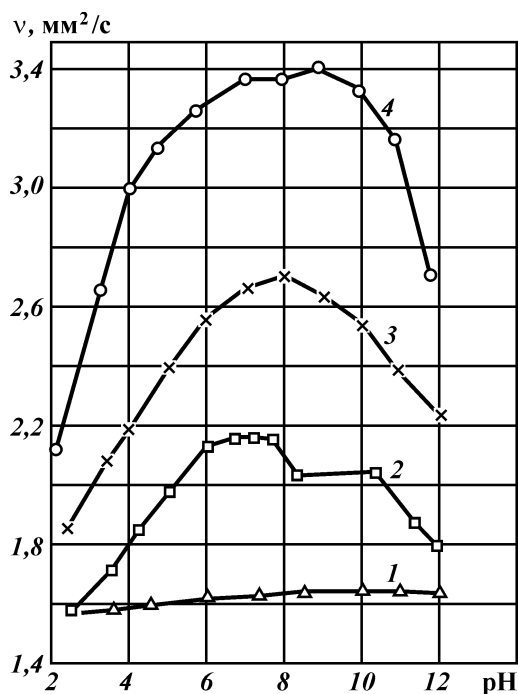


Рис. 4.5. Зависимость кинематической вязкости водных растворов биополимера различной концентрации от величины рН: 1 – 0,1 %; 2 – 0,2 %; 3 – 0,3 %; 4 – 0,4 %

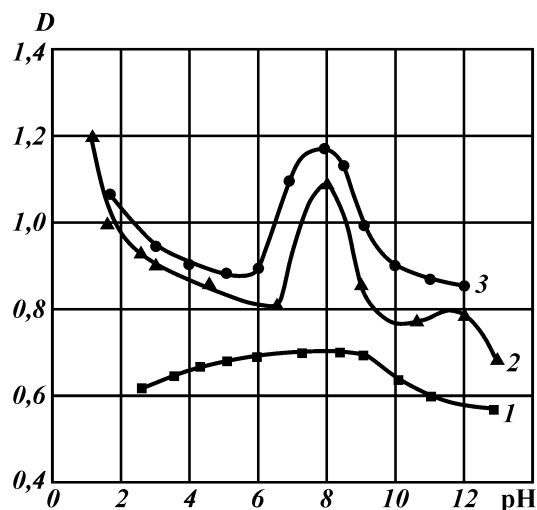


Рис. 4.6. Зависимость оптической плотности водных растворов биополимера различной концентрации от величины pH: 1 – 0,1 %; 2 – 0,2 %; 3 – 0,3 %

За рубежом биополимеры (БП) промышленно изготавливаются и широко используются в нефтяной промышленности. У нас в стране производство биополимеров не налажено.

Разработан способ получения биополимера, продуцируемого штаммом “*Bacillus Polymuxa 1459-B*”, осуществленный в опытном производстве на биофармацевтическом объединении (БФО) “Энзим” (г. Ладыйин, Украина) [77]. Биополимер выпускается в двух товарных формах: в виде концентрата-пасты, содержащей 4,2–5,6 % активного вещества (полимиксан), и порошка желтоватого цвета (Энпосан). Обе товарные формы хорошо растворимы в воде.

Биополимер представляет собой экзополисахарид, который получают путем последовательной очистки культуральной жидкости *Bacillus Polymuxa 1459-B* методом коагуляции, сепарации и ультрафильтрации. Молекулярная масса биополимера около 1 млн ед. Для определения рабочих свойств полученного биополимера был проведен комплекс исследований, который включал их воздействие на растворы, а также испытание их водных растворов.

Наличие в структуре биополимера карбоксильных групп определяет поведение их водных растворов, как типичных полиэлектролитов. Так, зависимость вязкости от величины pH (при концентрациях 0,1–0,4 %) имеет экстремумы в диапазоне $pH = 7 \div 9$ (рис. 4.5). Аналогичным образом изменяется и оптическая плотность от pH тех же водных растворов биополимера

(рис. 4.6). Представленные данные свидетельствуют, что для получения максимального загущающего эффекта в буровых растворах на основе биополимера величину рН необходимо поддерживать в пределах 0,7–9,0.

Данные по влиянию биополимера на технологические свойства глинистых и безглинистых растворов обобщены в табл. 4.1 и на рис. 4.7 и 4.8.

Анализ приведенных на рис. 4.7 зависимостей показывает, что характерной особенностью безглинистых биополимерных растворов (ББПР) является способность к сильному разжижению при высоких скоростях сдвига и загустеванию при низких. Так, эффективная вязкость $\eta_{эф}$ биополимерных растворов, содержащих 0,03 и 0,05 % (массовая доля) сульфата алюминия (кривые 3 и 2), составляет соответственно 12 и 17 мПа·с при градиенте сдвига 1312 с^{-1} , в то время как при градиенте сдвига 5 с^{-1} значение $\eta_{эф}$ резко возрастает до 3000 мПа·с.

Логарифмическая зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига, экстраполированная к скоростям, соответствующим скорости истечения из насадок долота (см. рис. 4.8), показывает, что ББПР, полученный на основе биополимера

Таблица 4.1

Влияние биополимера Энпосан на параметры глинистых и безглинистых растворов

Номер раствора	Добавки, %			Параметры раствора						
	Энпосан	CaCl ₂	Al ₂ (SO ₄) ₃	$\rho, \text{ г/см}^3$	УВ, с	$\Phi, \text{ см}^3$	СНС _{1/10} , мПА	$\eta_{пл}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\tau_0, \text{ дПа}$	рН
<i>Глинистые растворы</i>										
1	–	–	–	1,15	17	40	0/0	8	24,5	7,55
2	0,10	–	–	1,15	17	32	0/0	10	14,7	7,90
3	0,15	–	–	1,15	18	21	0/0	11	19,6	8,00
4	0,20	–	–	1,15	18	17	0/0	10	19,6	8,00
5	0,30	–	–	1,15	21	13	0/0	14	24,5	8,00
6	0,40	–	–	1,15	21	9	0/0	15	29,4	8,00
7	0,50	–	–	1,15	23	7	10,6/17,6	17	33,9	8,00
8	0,50	0,15	–	1,15	24	11	12,9/20,0	17	44,1	7,80
9	–	–	–	1,06	25	16	69,5/93,1	13	24,0	9,80
10	0,075	–	–	1,06	30	6	70,2/86,1	15	28,0	9,90
11	0,100	–	–	1,06	34	4	78,3/90,4	17	35,0	9,90
12	0,1	1,0	–	1,06	36	8	79,4/92,4	18	35,0	9,00
<i>Безглинистые растворы</i>										
13	0,5	–	0,05	1,0	17	16	0/0	17	32,0	7,0
14	0,5	–	0,1	1,0	20	11,5	0/0	18	37,0	6,9
15	0,5	1,0	0,2	1,0	22	9,5	0/0	20	41,0	6,9

Примечание. Растворы 1–8 – на основе куганакской глины, 9–12 – на основе бентонита.

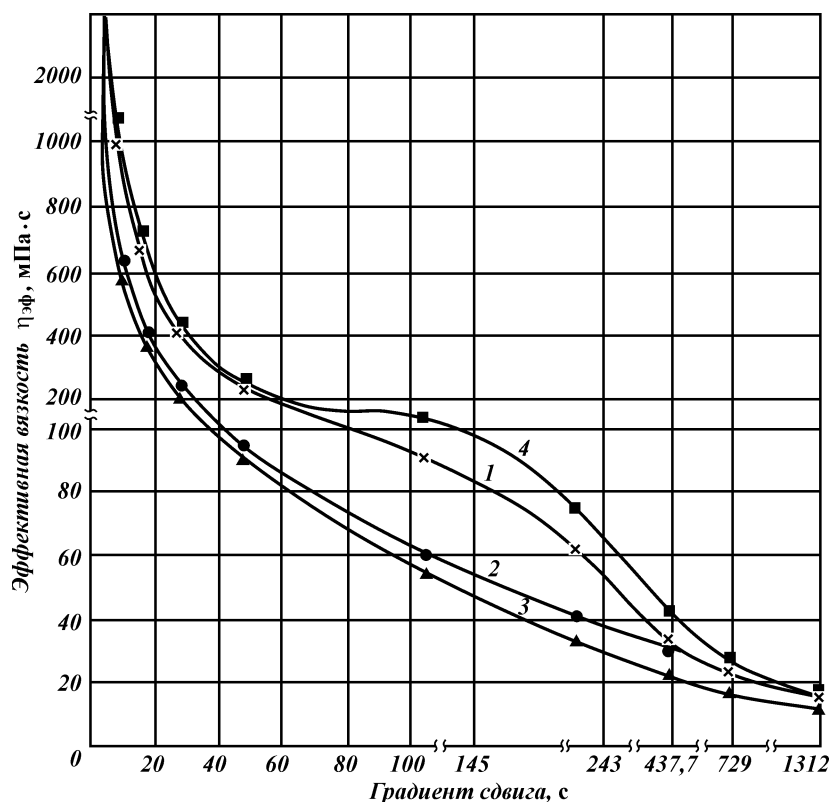


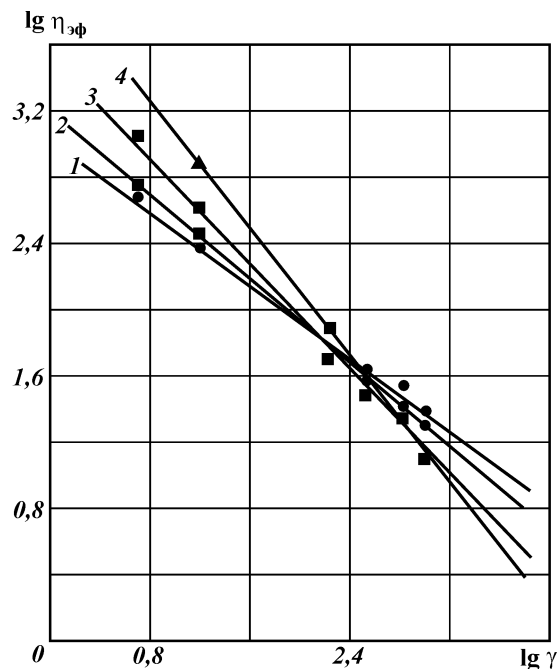
Рис. 4.7. Зависимость эффективной вязкости безглинистых биополимерных растворов от скорости сдвига:
 1 – 0,3 % биополимера (БП); 2 – 0,3 % БП + 0,04 % $Al_2(SO_4)_3$; 3 – 0,3 % БП + 0,03 % $Al_2(SO_4)_3$; 4 – 0,3 % БП + 0,05 % $Al_2(SO_4)_3$

Энпосан, вполне конкурентоспособен с такими системами, как растворы с псевдопластичностью: мицеллярно-глинистый, гидрогель на основе оксиэтилцеллюлозы и биополимерный на основе продукта Келзан.

Ярко выраженная псевдопластичность ББПР имеет важное значение с точки зрения повышения эффективности очистки скважины непосредственно под долотом и для транспорта шлама на очистные устройства желобной системы.

Для моделирования поведения биополимера в водно-глинистой системе использовались два вида глин, различающиеся по минералохимическому составу – бентонитовая глина и глина из Куганакского месторождения (преимущественно

Рис. 4.8. Зависимость эффективной вязкости 0,8%-ного раствора гидрогеля ОЭЦ (1), 0,4%-ного раствора биополимера “Энпосан” (2), 0,4%-ного раствора биополимера Келзан (3) и мицеллярно-глинистого раствора (4) от скорости сдвига



каолинитовая). Из табл. 4.1 видно, что приемлемые структурные свойства раствора из куганакской глины удается достичь при концентрации биополимера 0,5 %, тогда как для бентонитовой глины она составляет всего 0,075 %.

При изучении фильтрационных процессов на установке УИПК-М использовали керны с низкой ($k = 0,037 \text{ мкм}^2$) и средней ($k = 0,235 \text{ мкм}^2$) проницаемостью. В качестве рабочей среды применяли фильтраты, полученные из растворов, стабилизированных 0,1 % биополимера и 0,1 % КМЦ, а также безглинистый биополимерный раствор. Результаты экспериментов обобщены в табл. 4.2, данные которой позволяют заключить следующее. У растворов, содержащих биополимер, загрязняющее действие на керн меньше по сравнению с растворами, стабилизированными КМЦ. Так, при фильтрации растворов с добавкой биополимера по сравнению с растворами, содержащими КМЦ, коэффициент β больше на 9,1 и 13,8 % соответственно для кернов с проницаемостью 0,236 и 0,037 мкм^2 . Эти же факты подтверждают эксперименты, проведенные на установке “Автопор”. Как видно из данных табл. 4.3, у кернов, через которые фильтровали растворы, содержащие биополи-

Таблица 4.2

Влияние добавок биополимера Энпосан и КМЦ на коэффициент восстановления проницаемости β

Номер раствора	Состав раствора	$\eta_{эф}$, мПа·с	Исследование кернов		σ фильтра-та, мН/м
			k , мкм ²	β , %	
1	БР* + 0,1 % КМЦ	13	0,236	52,8	48,4
2	БР + 0,1 % Энпосана	17	0,236	61,9	48,0
3	БР + 0,1 % КМЦ	13	0,037	63,3	48,4
4	№ 2 + 1,0 % ПКД-515	18	0,236	82,3	12,9
5	БР + 0,1 % Энпосана	17	0,037	77,1	48,0
6	№ 5 + 1,0 % ПКД-515	18	0,037	92,4	12,9
7	0,5 % Энпосана + 0,2 % $Al_2(SO_4)_3$	17	0,036	83,4	49,1
8	№ 7 + 0,2 % ПКД-515	19	0,036	91,8	8,3

*Исходный бентонитовый раствор.

мер, глубина загрязнения не превышает 10–15 мм. Это объясняется повышенной пластичностью спиралевидной конформации макромолекул биополимера, обуславливающих при идентичной концентрации (0,1 %) большую эффективную вязкость фильтра $\eta_{эф}$, чем у фильтра, содержащего КМЦ, имеющей незначительную спиралевидность.

В экспериментах применяли фильтраты глинистых растворов.

Следует отметить, что при повышении поверхностной активности раствора, содержащего биополимер, за счет добавки

Таблица 4.3

Влияние типа бурового раствора на изменение $k_{пор}$ по глубине керна

Номер раствора	Рецептура раствора	Исходная величина		Изменение $k_{пор}$, % по глубине керна, мм		
		k_n , мкм ²	$k_{пор}$, %	5	20	30
1	БР* + 0,3 % Кем-X + 5 % нефти	0,02	22,5	15,7	16,9	19,8
2	БР + 0,3 % Кем-X + 1 % ПКД-515	0,02	22,5	19,5	21,9	22,5
3	КГР** + 0,3 % Кем-X + 5 % нефти	0,018	21,3	16,2	18,7	20,1
4	БР + 1 % Кем-X + 1,5 % ПКД-515	0,018	21,3	18,7	20,6	21,3
5	0,5 % Энпосана + 0,2 % $Al_2(SO_4)_3$ + 0,2 % ПКД-515	0,037	25,8	22,4	25,8	25,8
6	БР + 0,1 % Энпосана + 1 % ПКД-515	0,037	22,5	20,8	22,0	22,5

*Раствор приготовленный из бентонитового глинопорошка.
**Раствор, приготовленный из куганакского глинопорошка.

1,0 % поверхностно-активного вещества (ПКД-515) коэффициент β повышается до 82,3–92,4 % соответственно для кернов с проницаемостью 0,236 и 0,047 мкм².

При фильтрации безглинистого раствора, содержащего 0,5 % биополимера и 0,2 % $Al_2(SO_4)_3$, через керн с начальной проницаемостью 0,036 мкм² проницаемость керна восстанавливается на 83,4 %, что на 20 % больше, чем у раствора, стабилизированного КМЦ.

Снижение загрязняющего действия растворов, содержащих ПКД-515, при фильтрации их через керны помимо повышения поверхностной активности объясняется также гидрофобизирующими свойствами ПКД. Как показали специальные исследования, в результате изменяется характер смачиваемости поровой поверхности породы (керна), снижается ее водонасыщенность и повышается фазовая проницаемость по нефти.

Таким образом, проведенные эксперименты показывают, что буровой раствор, особенно при наличии в нем ПАВ ПКД-515, оказывает значительно меньшее загрязняющее действие на керны по сравнению с базовым раствором, стабилизированным КМЦ.

Сравнительные испытания синтезированного биополимера, проведенные в идентичных условиях с известным биополимером для бурения марки Кер-Х (фирма “Ker Trop”, США), установили, что они близки по действию (см. табл. 4.3).

Промысловыми испытаниями в АНК “Башнефть” установлена высокая эффективность биополимерных растворов при заканчивании скважин. В связи с трудностями по организации промышленного производства биополимеров параллельно были проведены исследования по поиску альтернативных решений на основе доступных реагентов.

4.3.3. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ПОЛИЭТИЛЕНГЛИКОЛЕВОЙ ОСНОВЕ, АДАПТИРОВАННЫЕ К УСЛОВИЯМ БУРЕНИЯ В ПРЕДУРАЛЬЕ И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Для геологических условий строительства скважин в Башкортостане характерно бурение в достаточно прочных карбонатных породах, где механическая скорость бурения, а следовательно, и интенсивность поступления шлама в раствор невелики и допустимо использование турбулентного режима промывки. В этом случае требования к реологическим свойствам раствора менее жестки и может использоваться более простая система растворов.

В последние годы за рубежом для проводки скважин в раз-

личных горно-геологических условиях, в том числе при вскрытии продуктивных отложений, стали применять растворы, содержащие низкомолекулярные полиалкиленгликоли [78], сочетающие в себе положительные свойства РУО-систем, но отличающиеся от последних экологической безвредностью.

Характерная особенность полиалкиленгликолей – снижение их растворимости в воде при повышении температуры [79]. Образование новой фазы приводит к загущению суспензии, возрастанию прочности структуры. Естественно, такое изменение реологических характеристик раствора оказывает положительное влияние на гидротранспорт шлама, особенно из горизонтальной и прилегающей сильно искривленной части ствола. Раствор при подъеме на дневную поверхность и охлаждении вновь гомогенизируется, и полиалкиленгликоль практически без потерь проходит через систему очистных устройств.

Проведенные исследования показали, что можно добиться существенного модифицирования свойств растворов при использовании водорастворимых смесей полигликолей (%), остающихся после выделения индивидуальных гликолей:

Диэтиленгликоли	15–20
Триэтиленгликоли	25–30
Тетраэтиленгликоли	35–40
Пентаэтиленгликоли	10–15
Смолистые вещества	5–10

Глинистые буровые растворы с добавлением 1–10 % полигликолей исследовали по стандартным методикам. Смазочные свойства оценивали на приборе фирмы “Бароид” (модель 21200), поверхностное натяжение фильтратов определяли на стагмометре по отрыву капли на границе вода – гексан, смачивание кварцевой пластинки фильтратом раствора измеряли P_0 на оптической скамье, увлажняющую способность раствора устанавливали по методике, предложенной А.И. Пеньковым.

Испытания конкретных рецептов растворов проводили с использованием различных глин в АНК “Башнефть”: куганакской, нефтекамской, дюртюлинской. Раствор приготавливали следующим образом. В воде затворяли расчетное количество глины с добавлением кальцинированной соды. После суточной гидратации суспензию глины перемешивали в течение 1 ч, вводили расчетное количество реагентов и перемешивали еще 20–30 мин.

Результаты исследований различных рецептов полигликолевых растворов приведены в табл. 4.4. Как видно из анализа данных этой таблицы, 3–5%-ные добавки полигликоля вдвое

Таблица 4.4

Состав и свойства полигликолевых растворов

Состав раствора, %			Утяже- литель, г/л	Параметры раствора									
Celvol SL	Полигли- коль	KCl		ρ , г/см ³	CHC ₁ /10, дПа	pH	Φ , см ³	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	ρ_0 , Ом·с	P_0 , см/ч	σ , мН/м	θ , гра- дус
<i>Куганакский глиноporошок</i>													
-	-	-	-	1,15	11/14	8,85	40	9	24,5	1,85	9,8	38,7	125
-	3	-	-	1,15	3/7	9,05	23	8	9,8	1,92	7,1		118
-	5	-	-	1,15	5/8	9,07	23	9,5	7,4	2,00	6,6		111
0,2	5	-	-	1,15	12/25	8,65	3	44	294	2,07	6,3		-
0,5	5	-	-	1,15	0/0	8,67	3,5	38	86	1,94	6,1		
0,5	5	3	-	1,17	1/3	8,13	5,5	30	59	0,36	3,15		109
0,5	5	5	-	1,18	5/8	7,91	8,0	32	64	0,17	1,65	16,1	112
0,5	5	3	-	1,16	0/0	11,40	6,0	31	39	1,95	3,24		
0,5	5	5	-	1,17	3/6	11,82	8,0	29	63	1,65	2,01		
0,5	5	-	510*	1,40	5/18	8,15	6,0	48	113	-	-		
0,5	5	-	580**	1,40	9/21	7,90	7,5	30	99	-	-		
<i>Нефтекамская глина</i>													
-	-	-	-	1,10	0/0	8,85	37	6	10	1,91	10,1	39,6	123
-	3	-	-	1,09	0/0	9,97	12	8	15	1,94	-	31,4	120
-	5	-	-	1,08	0/0	10,0	11	9	10	1,97	6,7	28,6	110
0,5	5	-	-	1,08	0/0	9,75	4,0	20	56	1,87	6,4	-	-
0,5	5	3	-	1,12	0/0	8,55	5,5	15	30	0,31	3,02	21,3	108
0,5	5	-	-	1,12	0/0	11,0	5,5	13	21	1,89	3,18		
0,5	5	-	510*	1,36	0/0	8,21	5,5	23	94	-	-		
0,5	5	-	580**	1,35	0/0	8,04	5,5	41	78	-	-		
<i>Дюртюлинская глина</i>													
-	-	-	-	1,06	0/0	8,60	28	10	16	-	-		
0,5	3	-	-	1,06	0/0	8,75	5,0	17	58	-	-		
0,5	3	-	-	1,06	0/0	8,90	4,0	14	39	-	-		
*Барит.													
**CaCO ₃ .													

Таблица 4.5

Рецептурный состав и показатели полигликолевых буровых растворов

Рецептура раствора, % (массовая доля)				Параметры			
ПЭГ	ПАЦ-НВ	ПАЦ-ВВ	KCl	CaCO ₃ , г/л	ρ , г/см ³	УВ, с	Φ , см ³
Исходный раствор из куганакской глины + 0,2 % KOH				–	1,10	17	40
3	0,2	0,2	–	–	1,10	93	4,0
3	0,2	0,2	7	–	1,13	41	5,5
3	0,2	0,2	7	585	1,40	50	6,0
3	0,2	0,2	7	822	1,62	68	5,0

снижают фильтрацию нестабилизированной глинистой суспензии и уменьшают показатели структурно-механических свойств. При этом увеличение pH сопровождается ростом удельного электрического сопротивления, т.е. полигликоль выступает как активный пептизатор глины за счет расклинивающего межслоевого эффекта и в то же время изменяет структуру воды, стимулируя рост малоподвижных водно-спиртовых кластеров. Фильтрационные свойства (табл. 4.5) регулировали добавками низковязкой полианионной целлюлозы (Celpol SL), а ингибирующих свойств – добавками хлористого калия. Как видно из данных табл. 4.5, ингибирующий эффект в присутствии полигликолей аддитивно усиливается, что свидетельствует о различии в механизме ингибирования глинистой породы полиспиртами и, например, KCl.

Если катион калия влияет главным образом на осмотические процессы и капиллярную пропитку путем блокирования межслоевых каналов кристаллической решетки глинистых минералов, то полиэтиленгликоль за счет сорбционных эффектов резко снижает диффузные процессы поверхностной гидратации, а также препятствует проникновению фильтрата в породу за счет упрочнения (более плотной упаковки) глинистой корки на стенках скважины.

Оценивая ингибирующие свойства раствора, содержащего ПЭГ + KCl, можно констатировать, что они, судя по величине P_0 , достаточно высоки и обеспечивают гарантированный период устойчивого состояния глинистых пород.

С повышением концентрации полигликоля в буровом растворе снижается межфазное натяжение σ его фильтрата на границе с углеводородной фазой (гексаном). Поэтому было исследовано влияние полигликолевого бурового раствора на коэффициент восстановления проницаемости β кернов (табл. 4.6), которое выявило однозначную связь между массовым содержанием ПЭГ (по 5 %) и величиной β . Эта зависимость

раствора						
СНС, дПа		$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	рН	$k_{тр}$	Π_0 , см/ч
1	10					
0	0	6,5	9,8	8,9	0,327	9,42
27,1	34,2	32,5	191,1	8,9	–	7,31
5,9	17,6	29,9	96,9	8,3	–	2,22
9,4	20,0	48	112,7	7,9	–	2,22
17,3	28,9	66	210	7,8	–	2,22

описывается уравнением (мера идентичности 1,0; средняя относительная ошибка 0,3 %):

$$\beta = (29,14 + 93,8 C_{пэг}) / (0,53 + C_{пэг}), \quad (4.5)$$

где $C_{пэг}$ – содержание ПЭГ в растворе.

Зависимость, описываемая уравнением (4.5), представлена на рис. 4.9.

Добавка ПЭГ сверх 5 %, как видно из табл. 4.6, практически не влияет на показатель β , который остается на одном уровне с данными в предыдущем опыте.

В свете современных представлений повышение значений β относительно базовых величин обычно связывают с гидрофобизацией поверхности поровых каналов.

Кажется парадоксальным, что ПЭГ, являющийся высокогидрофильным соединением, может способствовать повышению коэффициента β . По всей видимости, причина здесь кроется и в природе ПЭГ, и в характере взаимодействия его с поверхностью породы. По химической структуре ПЭГ – это полиэфир с повторяющимся звеном $-\text{OCH}_2\text{CH}_2-$, где эфирный кислород – гидрофильная часть звена, а этиленовая часть – гидрофобная. По данным работы [81] изучение агрегации водорастворимого оксиэтилированного спирта в ароматических углеводородах и циклогексане показало, что молекулы растворителя сольватируют оксиэтильные фрагменты. Это прямо указывает на то, что этиленовая часть звена $-\text{OCH}_2\text{CH}_2-$ действительно прояв-

Таблица 4.6
Влияние добавок полиэтиленгликоля на изменение показателя β

Номер	Содержание ПЭГ, %	Показатель β , %
1	–	55,1
2	1,0	80,9
3	3,0	87,7
4	5,0	90,2
5	7,0	89,3

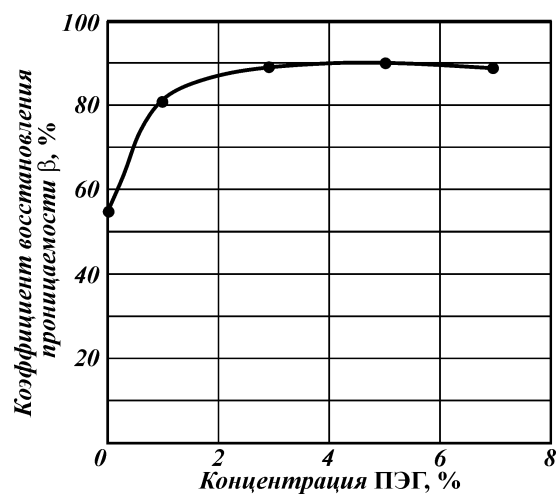
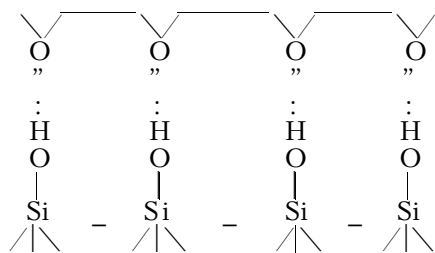


Рис. 4.9. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от концентрации ПЭГ в буровом растворе

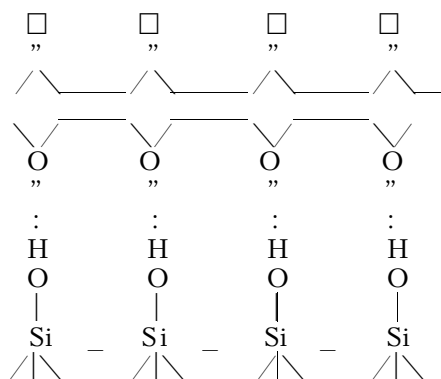
ляет гидрофобные свойства. На гидрофобный характер оксиэтильного звена указывают результаты адсорбции оксиэтилированных соединений на гидрофобных сорбентах [81], которая происходит в результате ван-дер-ваальсового взаимодействия между гидрофобной оксиэтильной частью и негидратированными участками поверхности.

При наличии гидрофильных поверхностей адсорбция оксиэтилированных соединений осуществляется за счет водородных связей между кислородом оксиэтильной группы и свободным водородом матрицы. В нашем случае это могут быть поверхностные силанольные группы $-\text{Si}-\text{OH}$ алюмосиликатных минералов. Тогда процесс адсорбции на них ПЭГ можно схематически представить следующим образом:



В результате Н-связывания создается специфическая гидрофобная пленка в виде прерывистых гидрофобных участков. При соприкосновении ее с олеофильным веществом (нефть, углеводороды и др.) последние будут распределяться градиентным образом вдоль молекулярной цепочки $-\text{OCH}_2\text{CH}_2\text{O}-$, гидрофобно с ней взаимодействуя.

Возвращаясь к табл. 4.6, следует отметить, что в условиях эксперимента 5%-ная концентрация ПЭГ, по-видимому, является предельной по степени гидрофобизации поровых каналов керна. При дальнейшем повышении содержания ПЭГ в растворе также растет и смачивающая способность гликольсодержащего фильтрата, характеризуемая краевым углом θ смачивания кварцевой пластинки (см. табл. 4.4). Увеличение содержания полиспирта выше 7 % уже практически не сказывается на снижении поверхностного натяжения фильтрата, однако за счет дополнительной адсорбции может произойти изменение характера смачивания поверхности – от гидрофобной к гидрофильной, что будет сказываться на значениях показателя β . Это изменение можно представить схемой:



Таким образом, адсорбция ПЭГ на бентонитовой поверхности приводит к значительной гидрофобизации глинистой фазы, что, в свою очередь, эффективно улучшает целый ряд важных технологических характеристик буровых растворов – водоотдачу, смазывающие свойства и др. Кроме того, надо также сказать, что снижение поверхностного натяжения на границе глинистой фазы с водной дисперсионной средой бурового раствора позволяет использовать подобные гликолевые растворы для повышения продуктивности скважин при вскрытии нефтеносных пластов.

Таблица 4.7

Состав и параметры различных буровых растворов

Тип коллектора, скважины	Раствор	
	Тип	Состав
Устойчивый карбонатный (глинистость 2–3 %)	Полигликолевый буровой раствор (ПБР)	Ингибирующая основа – полигликоль, KCl; стабилизирующая основа – ПАЦ или крахмал; смазочная добавка – ДСБ-4ТТ; гидрофобизирующая добавка – ПКД-515; утяжеляющая добавка (кольматант) – карбонат кальция
Неустойчивый заглинзированный (глинистость 8–9 %)	Полигликолевый биополимерный буровой раствор (ПББР)	Бактерицид – ГМТА; регулятор псевдопластичности биополимер Кем-Х; стабилизирующая основа – ПАЦ или крахмал; ингибирующая основа – полигликоль, KCl; смазочная добавка – ДСБ-4ТТ; гидрофобизирующая добавка – ПКД-515; кольматант – карбонат кальция
Горизонтальная	Биополимерный (американская система Flo-Pro)	Бактерицид – M-1 Side; диспергатор полимеров – лимонная кислота; регулятор псевдопластичности – биополимер Flo-Vis; стабилизирующая основа – крахмал Flo-Trol; регулятор pH – оксид магния; ингибирующая основа – KCl; кольматант – карбонат кальция
* Определяли при $T = 85 \text{ }^\circ\text{C}$ и $\Delta p = 3,5 \text{ МПа}$ на фильтр-прессе НРНТ ** При $\Delta p = 0,1 \text{ МПа}$. *** При $\Delta p = 0,15 \text{ МПа}$.		

Проведенные исследования позволили определить концентрационные пределы добавок ПЭГ в буровой раствор в размере 3–5 %. При 5%-ном содержании полигликоля обеспечивается также высокая смазочная способность бурового раствора.

Таким образом, поскольку геолого-технические условия проводки нефтяных скважин, в том числе горизонтальных, на территории Башкортостана во многом схожи, на основании проведенных исследований была предложена единая базовая рецептура полигликолевого бурового раствора для бурения и заканчивания скважин, включающая 5–20 % глины; 3–5 % полигликоля, 0,1–0,5 % стабилизатора (КМЦ, полианионная целлюлоза, крахмал), 0,5–2 % понизителя вязкости (оксил, ФХЛС), 0,2–1 % смазочной добавки (СТМ + МЭА + оксаль;

Параметры раствора								
ρ , г/см ³	УВ, с	Φ , см ³	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	рН	α	$k_{тр}$	σ , мН/м
1,02–1,6	20–65	3–4/7–9*	7–15	10–20	8,5–9	3–4	0,07–0,09	1–5
1,0 1,02–1,05	41 32–50	4/∞* 3–4/8–10*	17 10–18	29 16–30	8,5 8,5–9	3,5 3–4,5	0,08 0,07–0,09	3,5 1–5
1,03–1,05	40–50	5,5–6**/10–11***	14–18	25–32	8,3	–	–	–

модели 107С.

ЛТМ/ПЭГ; СТМ + МЭА + ПЭГ), а также карбонат (мел) до требуемой плотности.

Эта рецептура была утверждена регламентирующим документом СТП 03-28 – 98 “Технология приготовления и применения полигликолевого ингибированного бурового раствора для бурения и заканчивания скважин” от 29.06.1998 г.

Система ПЭГ-раствора, включающая приведенный выше базовый состав и 3–5 % хлористого калия, защищена российским и международным патентами [82, 83].

Для бурения ГС в зависимости от типа коллектора разработан ряд модификаций полигликолевых растворов.

Состав и показатели физико-химических свойств полигликолевого раствора для устойчивых карбонатных коллекторов месторождений Башкортостана приведены в табл. 4.7.

Стабилизирующую основу полигликолевого раствора составляют модификации полианионной целлюлозы или крахмала, устойчивые к воздействию полиминеральных вод.

В качестве смазочной добавки, улучшающей условия прохождения бурильного инструмента в искривленном участке и в горизонтальном стволе, применяется смазка полифункционального действия на основе талловых масел и оксаля ДСБ-4ТТ.

Характеристика фильтратов подтверждает высокую нефтесмачивающую способность полигликолевого раствора, однако для снижения величин межфазного натяжения в раствор желательное добавление специальных продуктов типа ПКД-515. Адсорбируясь на поверхности поровых каналов, ПАВ гидрофобизируют ее, изменяя характер смачиваемости поровых каналов, а концентрируясь на границе раздела фаз нефть – фильтрат, снижает поверхностное натяжение. В этом случае капиллярные силы, развиваемые на границе раздела фаз нефть – фильтрат, будут направлены в сторону ствола скважины, что способствует более полному удалению фильтрата бурового раствора из призабойной зоны при вызове притока.

В указанной системе раствора полигликоль, помимо отмеченных выше функций, обеспечивает удовлетворительные ингибирующие свойства. Полигликоль, ДСБ-4ТТ и ПКД-515 каждый в отдельности и суммарно взятые обеспечивают величину увлажняющей способности на достаточно низком уровне ($P_0 = 4,2$ см/ч), поскольку образующаяся при фильтрации корка препятствует диффузным процессам, т.е. поверхностной гидратации и капиллярной пропитке за счет гидрофобизации корки.

Полигликолевый раствор может быть приготовлен с исходной плотностью 1,0–1,02 г/см³. Однако при необходимости создания противодействия на пласт предусмотрено применение кислоторастворимого и адгезионно-неактивного модифицированного карбоната кальция (МКК). Технология получения МКК разработана и запатентована совместно с работниками АО “Сода” (г. Стерлитамак) [84].

Для бурения ГС в неустойчивых заглинизированных коллекторах, характерных для Западной Сибири, разработана и запатентована¹ система полигликолевого биополимерного бурового раствора (ПББР), не содержащая глинистой фазы.

Основу ПББР составляет высокоразветвленный биополимер, обеспечивающий псевдопластичные реологические свойства с

¹Приоритет Роспатента по заявке № 200110588/2 от 03.04.01.

ламинарным режимом течения, что предотвращает эрозионный размыв стенок рыхлого заглинизированного коллектора. Благодаря уникальным реологическим свойствам ПББР создаются оптимальные условия для поддержания частиц выбуриваемой породы во взвешенном состоянии и выноса шлама из горизонтального участка ствола.

Поскольку применяемые в указанной системе раствора реагенты полисахаридной природы (биополимер, крахмал) подвержены ферментации и разложению, в состав раствора входит бактерицид, подавляющий жизнедеятельность аэробных и анаэробных бактерий. Дозировка бактерицида позволяет сохранять необходимое качество полигликолевого биополимерного раствора в течение запланированного периода бурения горизонтального ствола. Остальные компоненты полигликолевого биополимерного раствора те же, что и рассмотренного выше полигликолевого раствора.

Состав и свойства полигликолевого биополимерного раствора приведены в табл. 4.7. Из анализа приведенных данных очевидно, что у ПББР при плотности $1,0 \text{ г/см}^3$ (при отсутствии в составе дисперсной фазы) показатель фильтрации по ВМ-6 имеет относительно низкую величину – 4 см^3 за 30 мин. Однако в забойных условиях (при $T = 85 \text{ }^\circ\text{C}$ и $\Delta p = 3,5 \text{ МПа}$) такой раствор имеет бесконечно большую величину показателя фильтрации, что, очевидно, вызовет серьезные проблемы при проводке горизонтального ствола и освоении скважины. Этот факт убедительно свидетельствует о том, что в состав бурового раствора, даже содержащего высокоэффективные стабилизаторы, должно обязательно входить минимальное количество дисперсной коагулирующей фазы для создания при взаимодействии с другими компонентами тонкой малопроницаемой (гидрофобизирующей) корки.

Благодаря модифицированной поверхности применяемого в рассматриваемых полигликолевых системах карбоната кальция обеспечивается его синергетическое взаимодействие с компонентами раствора. Данные, приведенные в табл. 4.7, показывают, что за счет небольшой добавки модифицированного карбоната кальция (до плотности $1,02\text{--}1,03 \text{ г/см}^3$) ПББР имеет относительно низкую фильтруемость в забойных условиях (в отличие от ПББР без твердой фазы).

Были проведены эксперименты по определению коэффициента восстановления проницаемости кернов β , взаимодействовавших с фильтрациями полигликолевого и полигликолевого биополимерного растворов. При этом использовали керны из скважины Менеузовского (глинистость 2–3 %, Башкортостан)

Таблица 4.8

Влияние буровых растворов на коэффициент восстановления проницаемости (β) кернов из скважин различных месторождений

Месторождение	Тип коллектора	Глинистость, %	Тип раствора	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²		β , %
				$k_{\text{нач}}$	$k_{\text{кон}}$	
Менеузовское	Карбонатный	2-3	ПБР + 3 % KCl	120,3	110,6	92,0
Кирско-Коттыгское	Рыхлый песчаник	2-3	ПБР	420,5	337,6	80,3
		8-9	ПББР + 3 % KCl	8,3	7,8	94,0
		8-9	ПББР	30,4	26,5	87,2

и Кирско-Коттыгского (глинистость 8–9 %, Западная Сибирь) месторождений. Результаты экспериментов обобщены в табл. 4.8. Показано, что степень загрязнения кернов в среде полигликолевого раствора составляет 8–20 %, а в среде полигликолевого биополимерного – 6–13 %. Причем растворы на полигликолевой основе, содержащие в составе хлористый калий, оказывают меньшее загрязняющее действие независимо от типа коллектора. Этот вывод совпадает с данными ряда исследователей (В.Н. Кошелев, В.А. Куксов), полученными для других систем буровых растворов [85].

Для сравнения изучены также свойства системы биополимерного раствора Flo-Pro, разработанного компанией “M-1 Drilling Fluids” (США) и нашедшего применение при бурении горизонтальных скважин в Западной Сибири (см. табл. 4.7). Сопоставительный анализ экспериментальных данных позволяет сделать вывод, что системы растворов полигликолевого биополимерного ПББР и Flo-Pro близки по показателям физико-химических свойств. Следует подчеркнуть, что разработанная система полигликолевого биополимерного раствора базируется на применении российских реагентов и материалов, за исключением биополимера.

4.3.4. КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Исследования отечественных и зарубежных ученых, а также промысловый опыт убедительно показывают, что продуктивность скважин во многом зависит от качества технологических операций при их заканчивании: первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта, крепления обсадной колонной и освоения скважины. При проведении указанных операций

продуктивный пласт подвергается воздействию различных дисперсных систем (буровой и тампонажный растворы, перфорационная жидкость и др.), что приводит к загрязнению призабойной зоны пласта (ПЗП).

При первичном вскрытии снижение проницаемости коллектора обусловлено в основном коагуляцией пористой среды твердыми частицами бурового раствора, а также повышением водонасыщенности ПЗП в результате проникновения большого количества фильтрата. Эти отрицательные факторы усугубляются при использовании утяжеленных буровых растворов, когда вскрытие продуктивного пласта производится при значительных репрессиях на пласт. При этом причиной применения для указанной цели неоправданно утяжеленных буровых растворов часто является наличие в разрезе скважины вышезалегающих высоконапорных водопроявляющих пластов, что характерно, например, для месторождений северо-запада Башкортостана. В качестве иллюстрации этого факта в табл. 4.9 приведены значения пластовых давлений и репрессий на продуктивные пласты при заканчивании скважин на Арланской и Новохазинской площадях Уфимского УБР. Как видно из анализа данных табл. 4.9 (за исключением скв. 3572д, 4486д, 3869

Таблица 4.9

Значения пластового давления и репрессии при первичном вскрытии продуктивных пластов в НГДУ "Арланнефть" и "Южарланнефть"

Площадь	Номер скважины	Давление в пласте, МПа		Глубина залегания водопроявляющего пласта, м	Плотность бурового раствора, г/см ³	Гидростатическое давление столба бурового раствора на продуктивный пласт, МПа	Репрессия на продуктивный пласт, МПа	Объект эксплуатации
		продуктивном	водопроявляющем					
Арланская	11494	4,2	6,9	460	1,42	11,3	7,1	C ₂ ²
	11662	6,5	5,6	540	1,40	11,4	4,9	"
	11664	5,7	5,8	490	1,36	10,7	5,0	"
	11665	4,1	6,2	570	1,40	11,3	7,1	"
	7243	8,5	6,3	474	1,52	18,8	10,3	"
Новохазинская	3572д	10,4	7,0	600	1,60	20,7	10,3	C ₁ ^{2н}
	4853	5,5	7,6	582	1,64	19,0	13,5	"
	4486д	10,2	7,0	670	1,48	20,5	10,3	"
	3869	9,4	7,4	953	1,36	16,9	7,5	"
	5630	9,1	5,4	380	1,65	20,7	11,6	"

и 5630, вблизи которых расположены нагнетательные скважины), у большинства скважин отмечаются низкие пластовые давления (4,2–6,5 МПа), что характерно для залежей на позднем этапе развития. Как известно, к рассматриваемому периоду времени из месторождений Башкортостана извлечено около 80 % начальных извлекаемых запасов нефти [86]. На наиболее крупных нефтяных месторождениях (Тумазинском, Арланском, Шкаповском, Сергеевском) и многих небольших по запасам приступили к заключительной стадии разработки. В связи с этим актуальной задачей для таких месторождений является использование при заканчивании скважин бурового раствора с низкой плотностью, позволяющего осуществлять вскрытие при равновесном дифференциальном давлении или при минимальной репрессии на продуктивный пласт.

Однако, как следует из приведенных данных в табл. 4.9, фактические величины репрессий довольно значительные – от 4,9 до 13,5 МПа. Вскрытие продуктивных пластов в таких условиях приводит, как правило, к удлинению сроков освоения скважин и снижению их продуктивности. Процесс крепления скважины эксплуатационной обсадной колонной, представляющий собой следующий этап заканчивания скважины, также проходит при высоких репрессиях на продуктивный пласт из-за высокой плотности цементного раствора (1,82–1,86 г/см³) и необходимости поднятия его за колонной на большую высоту. Под влиянием указанной репрессии в продуктивный пласт поступает значительный объем фильтрата цементного раствора, который, как отмечалось, может существенно снижать проницаемость коллектора.

Следующая технологическая операция по заканчиванию скважин – вторичное вскрытие (перфорация) согласно серийной технологии, принятой в АНК «Башнефть», производится в среде технической или пластовой минерализованной воды. Если пластовое давление продуктивного коллектора низкое, то под действием репрессии, создаваемой столбом перфорационной жидкости в скважине, она также поступает в коллектор, ухудшая его фильтрационно-емкостные свойства.

Совместно с Б.З. Кабировым, В.С. Асмоловским и другими исследователями разработана комплексная технология заканчивания (КТЗ) скважин, которая связывает перечисленные выше операции в единый технологический процесс, что позволяет существенно улучшить качество вскрытия залежей, находящихся на позднем этапе развития [87]. Суть КТЗ заключается в следующем. Из-под кондуктора скважину бурят долотами диаметром 215,9 мм с промывкой технической водой. При на-

личии в разрезе скважины высоконапорных водопроявляющих пластов углубление скважины ведут до кровли продуктивного пласта с промывкой утяжеленным глинистым раствором плотностью, исключающей перетоки пластовых флюидов в скважину. Затем спускают техническую колонну диаметром 168 мм с подъемом цементного раствора до устья.

Вскрытие продуктивного пласта производится долотом диаметром 146 мм с промывкой буровым раствором пониженной плотности, позволяющим вскрывать коллектор (с учетом пластового давления) “на равновесии” или с минимальной репрессией. Затем интервал продуктивного пласта перекрывают хвостовиком диаметром 114 мм, специальная конструкция которого предотвращает попадание цементного раствора в продуктивный пласт. В некоторых случаях (при высоком пластовом давлении) цементируют хвостовик по обычной технологии с подъемом цементного раствора на 80–100 м выше низа колонны. Поскольку столб цементного раствора в данном случае небольшой, его гидродинамическое давление компенсируется пластовым и репрессия на продуктивный пласт минимальная.

Вторичное вскрытие (перфорацию) производят в условиях минимальной репрессии или даже при отрицательном дифференциальном давлении.

Предложенная комплексная технология заканчивания скважин внедряется в АНК “Башнефть” с 1997 г.

В разработанной КТЗ один из главных составляющих элементов – система бурового раствора пониженной плотности, при которой полностью предотвращается или имеет место минимальное проникновение компонентов раствора в ПЗП. Примером такой системы может служить полигликолевый малокарбонатный раствор ПМКР (табл. 4.10), а также в качестве альтернативы – состав [88] безглинистого полимерполигликолевого раствора (БППР).

В основе получения системы безглинистого полимерполигликолевого раствора лежит реакция взаимодействия полимерполигликолевого основания с комплексообразующим катионом алюминия неорганических солей: $AL_2(SO_4)_3$, $AL_2(OH)_5Cl$ и др.

В результате такого взаимодействия образуется коагуляционная структура с тиксотропными свойствами за счет сшивки молекулярных цепей полимера поперечными связями, очевидно, по карбоксильным (–COOH) группам.

В табл. 4.11 приведены состав и показатели БППР, приготовленного на пресной и пластовой воде из Арланского месторождения.

Г.И.И. 4.10

Состав и свойства полигликолевого малокарбонатного раствора

Состав, % (массовая доля)					Показатель							
Глина	ПАЦ-НВ	ПАЦ-ВВ	Na ₂ CO ₃	ПЭГ	ρ, г/см ³	УВ, с	Φ, см ³	η _{пл} , мПа·с	τ ₀ , дПа	рН	κ _{тр}	σ, мН/м
5	–	–	0,5	–	1,03	16	–	10,2	9,1	8,2	0,357	46,6
5	0,4	0,14	0,5	–	1,03	20	6	16,2	28,5	8,5	0,294	–
5	0,4	0,14	0,5	3	1,03	24	4	18,6	32,5	8,7	0,111	11,3
5	0,4	0,14	0,5	5	1,02	28	3	22,2	38,8	8,8	0,097	9,7

Г.И.И. 4.11

Состав и свойства безглинистого полимерполигликолевого раствора

Номер раствора	Состав				Показатель							
	ПАА	Al ₂ (SO ₄) ₃	Оксидлорид алюминия	ПЭГ	ρ, г/см ³	УВ, с	Φ, см ³	СНС _{1/10} , дПа	η _{эф} , мПа·с	рН	κ _{тр}	
1	0,1	0,03	–	–	1,00	17	13	0/0	3,2/3,1	7,0	0,284	
2	0,2	0,03	–	–	1,00	19	12	0/0	4,6/3,3	7,1	0,251	
3	0,4	0,03	–	–	1,00	22	10	0/0	5,3/4,7	7,3	0,231	
4	0,4	0,05	–	–	1,00	21	8	0/0	5,2/4,6	7,0	0,238	
5	0,3	0,04	–	–	1,00	20	11	0/0	5,8/4,9	7,5	0,244	
6	0,3	0,04	–	3	1,00	23	8	2,4/3,7	13,1/10,1	7,6	0,221	
7	0,3	0,04	–	5	1,00	26	6	2,9/4,2	15,2/9,4	7,9	0,215	
8	0,3	0,04	–	–	1,10	26	8	0/0	8,1/6,4	6,8	0,252	
9	0,3	0,04	–	3	1,10	32	5	3,1/4,4	15,4/8,8	7,0	0,244	
10	0,3	0,04	–	5	1,09	36	3	3,9/5,2	16,0/9,8	7,1	0,232	
11	0,3	0,04	–	10	1,08	38	3	4,8/6,4	18,4/10,1	7,3	0,219	
12	0,3	–	0,04	–	1,00	22	7	0/0	7,0/5,1	7,2	0,247	
13	0,3	–	0,04	3	1,00	26	5	3,6/5,2	14,8/8,7	7,8	0,230	
14	0,3	–	0,04	5	1,00	30	4	4,9/6,1	16,7/8,9	8,1	0,222	
15	0,3	–	0,04	–	1,10	31	5	2,4/3,8	10,8/9,1	6,9	0,238	
16	0,3	–	0,04	3	1,10	34	4	4,8/6,9	13,4/8,6	7,1	0,230	
17	0,3	–	0,04	5	1,10	38	3	5,4/7,9	16,8/8,3	7,3	0,221	
18	0,3	–	0,04	10	1,08	45	3	6,9/8,2	19,5/9,7	7,6	0,216	

Примечания: 1. Растворы 1–7 и 12–14 приготовлены на пресной воде, а растворы 8–11 и 15–18 – на пластовой.
2. Значения вязкости η_{эф} в числителе при частоте вращения вискозиметра 100 с⁻¹, в знаменателе – при 10 000 с⁻¹.

Таблица 4.12

Элемент бурильной колонны	Диаметр, мм	Глубина, м
Направление	426	65
Кондуктор	324	270
Промежуточная колонна	245	700
Эксплуатационная колонна	146	1352 (1383)

ность поступления шлама, невелика, и допустимо использование турбулентного режима промывки. В этом случае требования к ингибирующим и реологическим свойствам менее жестки и может использоваться более простая система раствора, например полиэтиленгликолевый раствор, в некоторых случаях без специальных ингибирующих компонентов (КСІ или K_2SiO_3).

Начиная с 1997 г. полигликолевый раствор использовался при бурении и заканчивании более 70 скважин, в том числе на Арланской, Новоказинской, Николо-Березовской, Юсуповской, Илишевской, Туймазинской, Кунгакской, Кудашевской и других площадях, вскрываемых как вертикальными, так и горизонтальными стволами, а также при строительстве боковых стволов.

Ниже приведены результаты испытаний полигликолевого раствора на Югомаш-Максимовской площади, как наиболее характерной для описываемых геолого-технических условий и на которых собран наиболее корректный и полный базовый материал.

На Югомашевском месторождении горизонтальными скважинами вскрывали башкирский ярус (средний карбон). Мощность нефтеносных отложений составляет 6–10,5 м, пористость – 0–13 %, проницаемость в среднем – 0,05 мкм². Ярус представлен желто-серыми, доломитизированными известняками; участками – сульфатированными глинами. Общая мощность яруса от 17 до 90 м [86].

Испытания полигликолевого раствора проводили при заканчивании скв. 4856, 4855 и 4852, которые бурили в одном кусте с применением конструкций, приведенной в табл. 4.12.

Раствор готовили на глинозаводе из местной комовой глины в гидросмесителе объемом 40 м³. Реагенты вводились в последовательности: кальцинированная сода – полигликоль – полианионная целлюлоза марки Celpol SL по идентичной рецептуре (0,6 % Na_2CO_3 , 3 % полигликоля, 0,2 % Celpol SL). Приготовленный раствор доставляли на буровые.

Номер скважины	4856	4855	4852
Интервал применения ПГБР, м	990–1383	970–1382	980–1352

В процессе бурения в связи с естественной убылью ПГБР на буровой готовили новые порции раствора, для стабилизации которого использовали реагент Celpol SL либо КМЦ. Для регулирования параметров вязкостных и структурно-реологических свойств применяли ФХЛС или ТПФН, а в некоторых случаях – БРЕГ (УЩР). Сведения о показателях ПГБР, обработанного различными реагентами, при проводке горизонтального ствола в скв. 4856, 4855 и 4852 приведены в табл. 4.13, 4.14.

До начала опытных работ на Югомашевском месторождении были пробурены на этом кусте три скважины (4846, 4847 и 4854) с промывкой глинистым раствором, стабилизированным КМЦ марки Finnfix-Vol. Для повышения смазочных свойств с целью улучшения прохождения бурильного инструмента в горизонтальном стволе и снижения прихватоопасности применяли графит. В указанных скважинах процесс бурения горизонтального участка сопровождался сильными осложнениями вследствие каверно- и осадкообразования. Нередко подъем бурильного инструмента производили с промывкой и отвинчиванием труб в шурфе. Время проработок горизонтального ствола от времени механического бурения в этих скважинах составило от 25 до 40 %.

Осложняющим фактором в скв. 4847 и 4854 явилось также снижение стабильности показателей бурового раствора при проявлениях пластовых вод, вызвавших частичную или полную смену бурового раствора и повышенный расход КМЦ.

В скв. 4856, 4855 и 4852, где применялся полгликолевый раствор, следует отметить улучшение выноса шлама, резкое сокращение затрат времени на проработку ствола, отсутствие сальников на инструменте и существенное (на 10–12 %) снижение нагрузок на крюке при подъеме инструмента, что, конечно, характеризует высокие смазочные свойства предложенной системы.

В скв. 4856 в процессе смены раствора его вязкость возросла от 30 с до 80 с (см. табл. 4.13). В результате интенсивной очистки и разбавления водным раствором ФХЛС параметры промывочной жидкости были приведены к нормативным величинам. В табл. 4.15 и 4.16 приведены данные бурения горизонтальных стволов на Югомаш-Максимовской площади с промывкой глинистым и полигликолевым растворами. Анализ этих данных показывает, что в скважинах в которых применялся полгликолевый раствор, достигнуто увеличение механической скорости бурения и проходки на долото, благодаря чему было сэкономлено четыре долота.

Г. П. № 4.13

Показатели полигликолевого раствора при бурении скв. 4855 и 4856 Югомаш-Максимовской площади

Глубина, м	Добавки реагентов							Показатели ПГБР						
	Полигликоль, м ³	Na ₂ CO ₃ , кг	Selpol SL, кг	ТПФН, кг	КМЦ, кг	ФХЛС, кг	БРЕГ, кг	ρ, г/см ³	УВ, с	Φ, см ³	СНС _{1/10} , дПа	рН	σ, мН/м	κ _{тр}
Скв. 4855														
970	4,5	1350	275	—	—	—	—	1,18	26–30	4–5	24/45	9	17,6	0,184
1007	—	—	—	100	—	—	—	1,17	26	5	23/42	9,5	—	—
1055	—	210	—	—	—	—	—	1,16	27	8,5	22/36	9,5	—	—
1113	—	210	—	—	—	—	300	1,23	62	4	41/78	9,5	—	—
1131	—	—	—	—	150	100	—	1,22	42	5	36/59	9,0	—	—
1135	—	150	—	—	—	—	—	1,22	31	5	28/42	9,5	20,3	0,193
1150	—	—	—	—	—	—	—	1,23	38	5	30/54	10,0	—	—
1179	—	180	75	—	—	—	—	1,21	28	5	26/37	9,0	—	—
1191	—	—	—	—	—	—	—	1,18	26	5	14/24	8,5	—	—
1220	1,5	180	—	—	300	—	—	1,19	23	5	15/26	10,0	11,8	0,181
1250	—	140	—	100	—	—	—	1,20	44	5	33/56	9,0	—	—
1280	—	210	—	—	—	—	200	1,22	73	6	51/93	9,0	—	—
1300	—	—	—	—	100	—	—	1,21	33	6	40/62	9,5	—	—
1346	—	240	—	—	—	200	—	1,23	41	5	48/69	9,0	—	—
1360	—	150	—	—	150	—	—	1,22	36	5	37/56	9,5	1,63	0,188
1380	—	—	—	—	—	—	—	1,22	32	6	17/31	9,5	—	—
1383	—	—	—	—	—	—	—	1,24	34	7,5	28/47	10,0	—	—
Скв. 4856														
990	5,0	1050	275	—	—	—	—	1,17	30	5	105/180	9	16,3	0,181
1022	—	—	—	—	—	200	—	1,13	80	6	61/123	8	—	—
1039	—	150	—	—	—	—	—	1,17	29	5	41/69	8	—	—
1048	—	—	140	—	—	—	—	1,17	30	5	44/76	8	—	—
1062	—	210	120	—	—	—	—	1,17	29	4	36/61	8,5	—	—
1080	—	—	120	—	—	400	—	1,18	52	5	42/73	9	—	—
1085	—	210	—	—	—	—	—	1,18	34	6	43/74	8	—	0,194
1110	—	150	65	—	—	—	—	1,17	33	5	40/69	9	19,9	0,187
1150	—	180	—	—	—	—	—	1,17	30	6,5	31/56	9	—	—

1171	-	150	-	50	-	-	300	1,17	69	6	46/83	8	-	-
1184	-	-	-	-	-	-	-	1,18	29	7	28/44	9	-	-
1188	-	210	120	-	-	-	-	1,18	33	7,5	32/53	9	-	-
1194	1,0	-	-	-	50	-	-	1,16	34	9	35/59	9	-	0,182
1205	-	150	100	50	-	-	200	1,17	49	6,5	37/62	9	-	-
1250	-	210	100	-	-	-	-	1,17	33	5,0	30/48	9	-	-
1310	-	120	-	-	-	200	-	1,17	66	7,0	64/84	9	-	-
1350	-	210	60	-	-	-	-	1,18	38	6,0	39/57	8,5	-	0,191
1381	-	-	-	-	110	-	-	1,17	32	5,0	33/48	9	-	-

Глубина скважины 4.14

Показатели полигликолевого раствора при бурении скв. 4852 Югомаш-Максимовской площади

Глубина, м	Добавки реагентов					Показатели ПГБР							
	Полигликоль, м ³	Na ₂ CO ₃ , кг	Celvol SL, кг	Графит, кг	ФХЛС, кг	ρ, г/см ³	УВ, с	Φ, см ³	СНС _{1/10} , дПа	рН	σ, мН/м	κ _{тп}	
980	3	-	250	1200	-	1,18	37	5,0	12/18	10	19,7	0,184	
1010	-	-	-	-	-	1,18	26	6,5	18/34	8,5	-	-	
1030	-	700	-	-	-	1,17	29	6,0	16/31	8,5	-	-	
1050	-	-	-	-	-	1,18	28	5,5	14/27	9	-	0,197	
1095	-	-	150	1500	-	1,18	26	5,5	11/19	10	-	-	
1144	-	700	-	-	-	1,19	28	5,0	10/17	9,5	-	-	
1197	3	-	-	-	-	1,18	26	5,0	9/15	10	16,4	-	
1227	-	-	200	-	-	1,19	27	5,5	10/16	9,5	-	0,181	
1250	-	-	-	-	200	1,20	37	5,0	13/20	10	15,7	-	
1270	-	-	-	300	-	1,20	32	5,0	11/18	9,5	-	-	
1290	-	-	150	-	-	1,20	30	4,0	9/19	9,2	-	-	
1332	-	800	-	-	-	1,21	32	5,0	10/22	9,4	19,2	1,188	
1352	-	-	-	-	-	1,21	33	6,0	11/18	9,5	-	-	

табл. 4.15

Сведения по горизонтальным скважинам, пробуренным на Югомаш-Максимовской площади с промывкой глинистым и полигликолевым растворами

Показатели	Номер скважины					
	4846	4847	4854	4856	4855	4852
Тип бурового раствора	Глинистый			Полигликолевый		
Интервал бурения горизонтального ствола, м	1128-1382	1220-1426	1138-1432	1122-1383	1129-1382	1131-1352
Длина горизонтального ствола, м	254	206	294	261	253	221
Число долот	6	5	5	4	4	4
Проходка на долото, м	42,3	41,2	58,8	65,2	63,2	55,2
Механическая скорость бурения, м/ч	1,25	1,0	1,23	1,35	1,27	1,6
Время проходки, ч	51	70	96	14	24	22
Мощность продуктивного пласта, м	6	3,5	2,7	2,5	3	2,4
Дебит нефти при освоении, м ³ /сут	21,6	5,4	5,1	20	16,2	22,8
Удельный дебит нефти, т/(сут·м)	3,6	1,54	1,88	8	5,4	9,5

Улучшенный вынос шлама, высокие смазочные свойства позволили сократить время бурения скважин с использованием полигликолевого раствора в среднем на 22 % (т.е. уменьшить продолжительность контакта бурового раствора с продуктивным пластом) как за счет более высоких скоростей бурения, так и снижения затрат времени на непроизводительные проработки ствола. При этом удалось существенно уменьшить расход реагентов и затраты на химическую обработку бурового раствора. Если принять затраты на химическую обработку раствора, отнесенные на 1 м проходки горизонтального ствола по скв. 4856 за 100 %, то увеличение этого показателя в скв. 4847, 4854 и 4846, где применялся глинистый раствор, составляет соответственно 68, 74 и 115 %. Явная экономическая выгода при использовании ПГБР объясняется, по-видимому, более высокой стабильностью его технологических свойств по сравнению с глинистым раствором, а также высокой эффективностью реагентов-стабилизаторов типа Celprol, превосходящих КМЦ, которая применялась при бурении в аналогичных скважинах. Особенно следует отметить, что в скважинах, законченных с промывкой полигликолевым раствором, удельный дебит нефти оказался в 3,26 раза больше по сравнению со скважинами-аналогами (см. табл. 4.15). Во время бурения горизонтальных стволов регулярно контролировали значения

табл. 4.16

Затраты на химическую обработку бурового раствора по скважинам, пробуренным на Югомаш-Максимовской площади

Наименование	Номера скважин					
	4846	4847	4854	4856	4855	4852
Тип бурового раствора	Глинистый			Полигликолевый		
Применяемые реагенты:						
Na ₂ CO ₃	$\frac{5}{3,25}$	$\frac{4}{2,6}$	$\frac{5}{3,25}$	$\frac{3}{1,95}$	$\frac{3}{1,95}$	$\frac{2,2}{1,43}$
NaOH	$\frac{0,3}{0,96}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$
КМЦ	$\frac{3,2}{40,0}$	$\frac{3,0}{37,5}$	$\frac{3,6}{45}$	$\frac{0,16}{2,0}$	$\frac{0,7}{8,75}$	$\frac{-}{-}$
Celpol-SL	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{1,1}{25,3}$	$\frac{0,35}{8,05}$	$\frac{0,75}{17,25}$
Полигликоль	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{6}{12}$	$\frac{6}{12}$	$\frac{6}{12}$
Графит	$\frac{2}{5,2}$	$\frac{2}{5,2}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{3}{7,8}$
ТПФН	$\frac{-}{-}$	$\frac{0,2}{1,14}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{0,1}{0,57}$	$\frac{0,2}{1,14}$	$\frac{-}{-}$
ФХЛС	$\frac{3,6}{19,44}$	$\frac{3}{16,2}$	$\frac{8,8}{47,52}$	$\frac{0,8}{4,32}$	$\frac{0,3}{1,62}$	$\frac{0,2}{1,08}$
МАС-200	$\frac{0,1}{2}$	$\frac{0,05}{1}$	$\frac{0,06}{1,2}$	$\frac{0,07}{1,5}$	$\frac{0,005}{0,1}$	$\frac{0,02}{0,4}$
БРЕГ	$\frac{-}{-}$	$\frac{1,5}{3}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{0,5}{1}$	$\frac{0,5}{1}$	$\frac{-}{-}$
Затраты на химобработку при бурении горизонтального ствола, млн руб.	70,85	66,64	96,67	48,64	34,61	39,96
Те же затраты на 1 м проходки горизонтального ствола, млн руб.	0,41	0,32	0,33	0,19	0,14	0,18

Примечание. В числителе для полигликоля – затраты в м³, для остальных реагентов – в т; в знаменателе для всех реагентов – в млн руб.

поверхностного натяжения фильтрата бурового раствора. Среднее значение σ колебалось в пределах 11,6–13,8 мН/м, что (как и снижение продолжительности контакта раствора с продуктивным коллектором) способствовало повышению дебитов в экспериментальных скважинах. Это также свидетельствует о высокой эффективности заканчивания скважины, сохранности коллекторских свойств продуктивного пласта при

табл. 4.17

Рост технико-экономических показателей горизонтального бурения при использовании полигликолевых растворов

Показатели	Площадь			
	Югомаш-Максимовская	Арланская	Ахметовская	Илишевская
Сокращение расхода реагентов, кратность	1,7	5,25	2,2	3,5
Увеличение проходки на долото, %	14	310	17	33
Снижение кавернозности, %	50	79	24	37
Рост фактического дебита скважин, кратность	1,26	1,8	–	2,3

использовании полигликолевых растворов. Экономия материальных затрат только по этим трем скважинам составила 870,84 тыс. руб. (в ценах 1998 г.).

Рост основных технико-экономических показателей бурения горизонтальных скважин по площадям, где представлялось возможным собрать материал по базовым скважинам, приведен в табл. 4.17.

Результаты показали, что полигликолевый раствор обладает комплексом положительных качеств:

реологическими свойствами, позволяющими обеспечить оптимальный вынос породы на поверхность и эффективную работу забойного двигателя;

высокими ингибирующими свойствами;

низким межфазным натяжением, что положительно влияет на нефтеотдачу продуктивного пласта;

высокими смазочными свойствами.

С 29.06.1998 г. в соответствии с СТП 03-28-98. “Технология приготовления и применения полигликолевого ингибированного бурового раствора для бурения и заканчивания скважин” заканчивание всех скважин, в том числе с горизонтальными стволами, в АНК “Башнефть” проектируется только с применением этой системы раствора.

4.4.2. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ БИОПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ, ПОЛУЧЕННЫХ НА ОСНОВЕ НОВОГО СИНТЕЗИРОВАННОГО ПОЛИСАХАРИДА

Промышленные испытания безглинистых биополимерных растворов (ББР) проведены в двух скважинах при вскрытии продуктивных отложений башкирского горизонта Таныпской

(скв. 256) и Кузбаевской (скв. 6378) площадей. Вскрытие продуктивных отложений осуществлялось роторным способом с использованием серийных долот типа 215,9СЗГВ, ГНУ РО5.

Безглинистый биополимерный раствор готовили непосредственно на буровой на основе концентрата-пасты под техническим названием Полимиксан. Товарный продукт содержал 4,2–5,6 % активного вещества. Технология приготовления раствора была следующей. Вначале в емкостях на основе смеси технической и пластовой воды плотностью 1,12–1,14 г/см³ готовили раствор с массовым содержанием Полимиксана 0,125 %. Затем раствор полисахарида обрабатывали сульфатом алюминия из расчета его массового содержания в общем объеме 0,05 %. Приготовленный безглинистый биополимерный раствор имел следующие параметры: $\rho = 1,12\div 1,14$ г/см³; УВ = 23÷26 с; $\Phi = 6\div 8$ см³, $\eta_{пл} = 10\div 14$ МПа·с, $\tau_0 = 18\div 22$ дПа, рН = 7,0÷7,2.

В скв. 256 Таныпская безглинистый биополимерный раствор применяли в интервале 1317–1455 м, а в скв. 6378 Кузбаевская – в интервале 1456–1551 м. Сведения об изменении параметров ББР в зависимости от глубины скважин приведены в табл. 4.18.

В процессе проводки указанных скважин параметры ББР отличались достаточно высокой стабильностью. В обеих скважинах производились работы с пластоиспытателем: в скв. 256 Таныпская при глубине 1381 м, а в скв. 6378 Кузбаевская при глубине 1501 м. При этом, несмотря на частичное разбавление

Таблица 4.18

Показатели безглинистого биополимерного раствора при бурении скв. 256 и 6378

Номер скважины	Глубина, м	Добавка реагента, кг		Показатели ББР				
		Биополимер	Al ₂ (SO ₄) ₃	ρ , г/см ³	УВ, с	Φ , см ³	$\eta_{пл}$, МПа·с	τ_0 , дПа
256 Таныпская	1317	2500	50	1,13	25	7	12	22
	1358	–	–	1,14	20	10	8	17
	1381*	–	–	1,14	18	13	6	10
	1382	2000	40	1,14	22	8	9	16
	1455	–	–	1,16	20	11	6	11
6378 Кузбаевская	1456	3000	50	1,12	23	5	10	18
	1501*	–	–	1,10	19	8	5	9
	1503	2000	40	1,13	26	6	12	22
	1551	–	–	1,14	24	5	8	18

* При этой глубине проводились исследования с помощью испытателя пластов.

ББР минерализованной (пластовой) водой, его параметры изменились незначительно. Так, в скв. 256 показатель фильтрации увеличился от 10 до 13 см³, а в скв. 6378 – от 5 до 8 см³. Как показала практика, попадание пластовой воды в глинистый раствор, стабилизированный КМЦ, обычно вызывало резкое ухудшение показателей фильтрационных и структурно-реологических свойств вследствие коагуляции раствора. Характерной особенностью проводки скважин с промывкой безглинистым биополимерным раствором было отсутствие каких-либо осложнений. Бурильный инструмент спускали для очередного долбления без проработок: не отмечалось сужений ствола, зашламливания забоя, что свидетельствовало об удовлетворительном выносе шлама.

Установлено, что благодаря высоким смазочным свойствам ББР (специальных смазочных добавок в него не вводили), а также за счет хорошей очистки забоя и ствола скважины от шлама достигнуто улучшение показателей работы долот: в скв. 256 $Q_{ср}$ и $V_{ср}$ увеличились соответственно на 34,5 и 13,6 % по сравнению с $Q_{ср}$ и $V_{ср}$ аналога (скв. 257); в скв. 6378 – соответственно на 26,7 и 35,3 % по сравнению с соответствующими показателями аналога (скв. 6381).

В скв. 256 Таныпская проектная глубина (1455 м) была достигнута при показателе фильтрации ББР 11 см³ при отсутствии признаков снижения устойчивости ствола, что характерно и для скв. 6378 Кузбаевская. Кавернометрия показала в обеих скважинах практически номинальный диаметр ствола.

При освоении скв. 256 Таныпская затраты времени были на 3 сут меньше по сравнению со средним временем освоения скважин на этой площади, а удельный дебит оказался в 1,8 раза больше, чем в соседних скважинах, где применялся обычный раствор.

Скв. 6378 Кузбаевская после проведения заключительных электрометрических исследований была переведена в разряд нагнетательных.

Таким образом, проведенные испытания показали, что биополимерный безглинистый раствор обладает высокой стабильностью в присутствии полиминеральной агрессии; имеет высокую выносящую способность, обеспечивающую хорошую очистку ствола и предотвращающую осадкообразование; оказывает положительное воздействие на коллекторские свойства продуктивного пласта.

4.4.3. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПОЛИГЛИКОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА КИРСКО-КОТТЫНСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Полигликолевые буровые растворы стали применяться с начала работ (1998 г.) на лицензионных участках АНК «Башнефть» в Западной Сибири. В соответствии с регламентом буровой раствор обрабатывали 3–4 % (массовая доля) полигликоля при бурении из-под кондуктора до проектной глубины. В качестве стабилизирующей основы использовали биологически и кислоторазлагаемые реагенты полисахаридной природы (производные КМЦ или крахмал). При бурении с промывкой полигликолевым раствором в интервале залегания сильнонабухающих пластичных глин отмечалось заметное снижение кавернозности ствола по сравнению со скважинами, в которых применяли обычный глинистый раствор.

На рис. 4.10 приведены кавернограммы скв. 5Р и 3Р, пробуренных с промывкой соответственно глинистым и полигликолевым хлоркалиевым (ПХБР) буровыми растворами. ПХБР был применен в интервале 570–1460 м. Данные кавернометрии свидетельствуют о том, что в большей части указанного интервала диаметр ствола скв. 3Р был близок к номинальному, за исключением интервалов 800–860 м, 1150–1170 и 1300–1360 м, где диаметры каверн приблизительно на 37 % превышали номинальный диаметр скважины.

В базовой скв. 5Р размеры каверн превышали номинальный диаметр от 40 до 87–128 %.

В скв. 186 и 198, в которых полигликолевый раствор применялся при бурении из-под кондуктора (с глубины 570 м) до проектной глубины, также отмечено практически отсутствие каверн (рис. 4.11).

Следует также отметить, что для скважин, где применялся полигликолевый раствор, характерно формирование против проницаемых участков ствола тонкой фильтрационной корки, благодаря чему снижается опасность прихватов бурильного инструмента.

Для оценки влияния полигликолевых растворов на продуктивность скважин были пробурены на Кирско-Коттынской площади в сопоставимых условиях (на одном кусте) три скважины:

- скв. 561 с промывкой полигликолевым раствором;
- скв. 559 – полигликолево-хлоркалиевым раствором;
- скв. 210 – глинистым раствором.

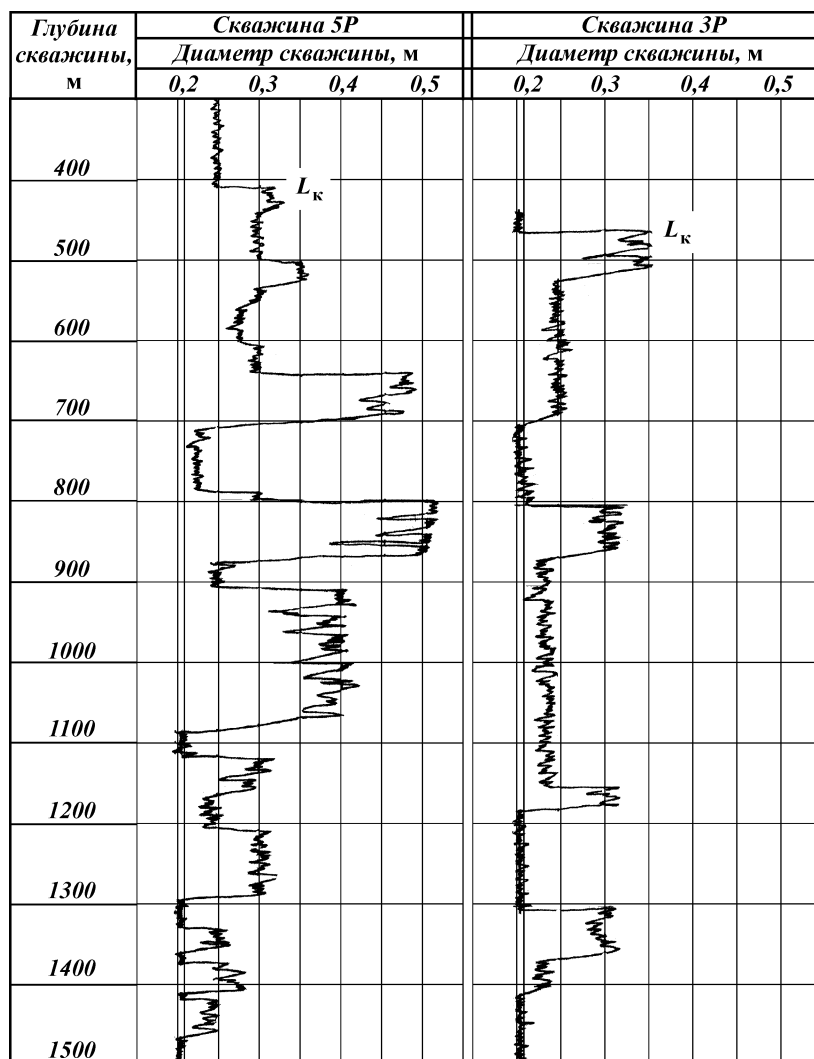


Рис. 4.10. Кавернограммы скв. 3P и 5P, пробуренных с промывкой полигликолевым и глинистым растворами на Кирско-Коттынской площади (L_k – глубина спуска кондуктора)

Во всех скважинах в качестве перфорационной жидкости использовался состав, содержащий 3 % (по массовой доле) хлористого калия и 2 % поверхностно-активного вещества комплексного действия ПКД-515.

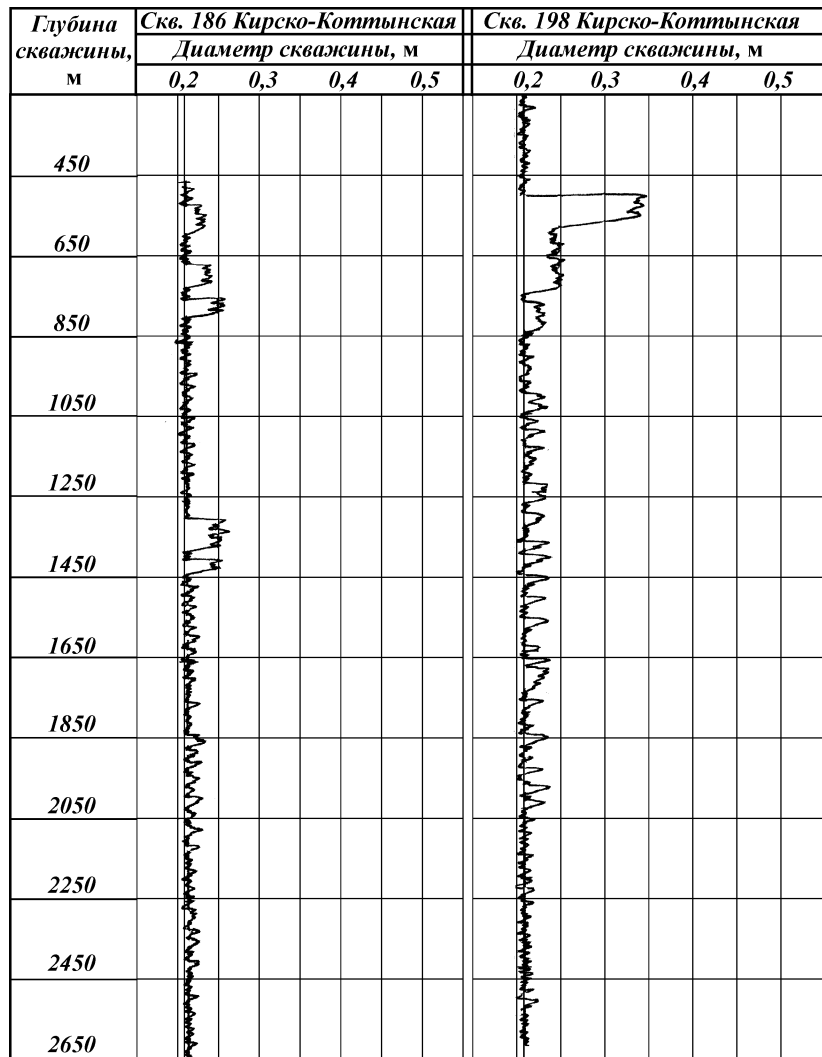


Рис. 4.11. Кавернограммы скв. 186 и 198, пробуренных с промывкой полигликолевым раствором на Кирско-Коттынской площади

В табл. 4.19 приведены сведения о вскрытой мощности продуктивного пласта, а на рис. 4.12 показано изменение удельного дебита нефти $q_{уд}$ по месяцам в 2000 и 2001 гг. в сравниваемых скважинах. Анализ зависимостей, приведенных на рис. 4.12, †, показывает, что в скв. 559, законченной с промывкой

Г. И. 4.19

Основные сведения по заканчиванию скважин с применением различных типов буровых растворов

Номер скважины	Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	Тип бурового раствора	Тип перфорационной жидкости	Интервал перфорации, м	Эффективная толщина продуктивного пласта, м	Продуктивный пласт
561	2805	ПГБР	КС1 + ПКД	2717–2721; 2742,5–2749	10,5	J_1^1, J_1^3
559	2696	ПХКР	КС1 + ПКД	2591–2607	16*	J_1^1
210	2594	Глинистый	КС1 + ПКД	2497–2509; 2530–2534	16	J_1^1, J_1^3

* В сентябре 2000 г. в эксплуатацию дополнительно ввели пласт J_1^3 мощностью 12,5 м.

полигликолевым хлоркалийевым раствором, величина $q_{уд}$ за период времени январь – сентябрь неожиданно оказалась ниже, чем в других скважинах. Ранее экспериментами, проведенными на установке УИПК с использованием низкопроницаемых кернов из Кирско-Коттынского месторождения, было установлено, что у кернов, через которые фильтровали ПХКР, коэффициент восстановления проницаемости β был в среднем на 5–7 % выше, чем у полигликолевого раствора, и на 25–30 % выше, чем у глинистого с низким показателем фильтрации. Эти результаты лабораторных экспериментов были многократно подтверждены мировой практикой внедрения буровых растворов подобного типа.

Из сравниваемых скважин наиболее высокие значения $q_{уд}$ были получены в скв. 561, законченной с промывкой полигликолевым буровым раствором. В этой скважине по сравнению с базовой скв. 210 величина $q_{уд}$ была выше на 64–94 %. В текущем году удельные дебиты скв. 561 и 559 (см. рис. 4.12, ·), где применяли полигликолевый и полигликолевый калиевый растворы, также были значительно больше по сравнению с $q_{уд}$ скв. 210, пробуренной с промывкой глинистым раствором. Этому способствовали два фактора: низкое значение поверхностного натяжения фильтрата на границе с нефтью ($\sigma = 9 \div 12,1$ мН/м по сравнению с $\sigma = 6,6$ мН/м у глинистого раствора) и способность к гидрофобизации поровой поверхности зерна, повышающей фазовую проницаемость по нефти.

Следует отметить, что характерной особенностью полигликолевых растворов, в том числе содержащих КС1, является низкая обводненность добываемой продукции, о чем свидетель-

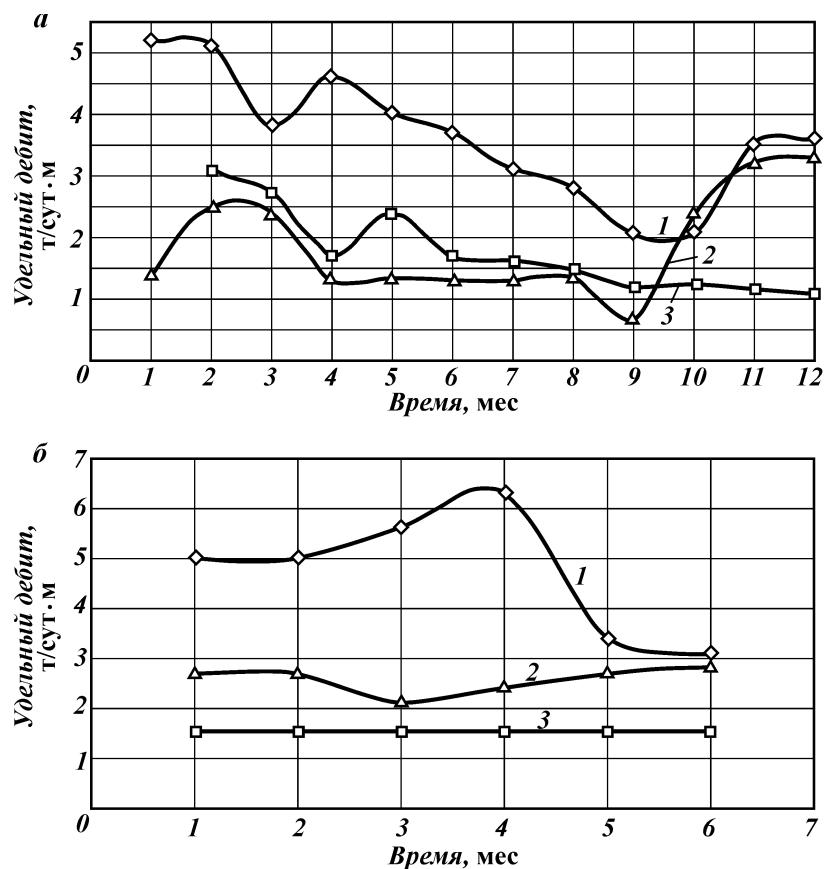


Рис. 4.12. Изменение удельного дебита во времени по скв. 210, 559, 561 за 2000 г. (±) и 2001 г. (·):
 1 – скв. 561, полигликолевый раствор; 2 – скв. 559, полигликолевый калиевый раствор; 3 – скв. 210, глинистый раствор

ствуют данные, приведенные на рис. 4.13. Так, в скв. 561 и 559 содержание воды в добываемой жидкости колебалось в течение 2000 г. от 1 до 5 %. В 2001 г. в скв. 559 обводненность продукции после февраля увеличилась с 3 до 12–15 %, в скв. 561 в течение января – апреля содержание воды в добываемой нефти было на уровне 1 %, а затем стало увеличиваться: в мае до 11 %, в июне до 32 %. Необходимо отметить, что низкая обводненность нефти отмечена в большинстве скважин, законченных с промывкой полигликолевыми растворами (скв. 186, 198, 211, 515 и др.). По-видимому, это связано с гидрофобными

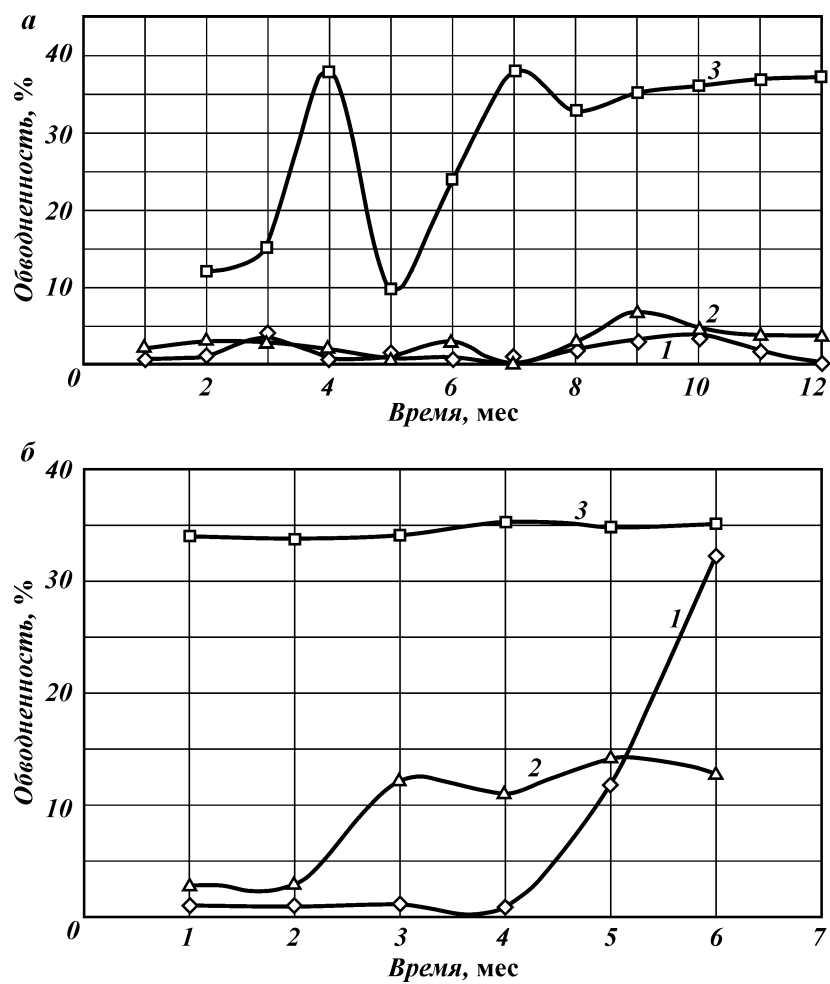


Рис. 4.13. Изменение обводненности продукции скважин в 2000 г. (△) и 2001 г. (□):
 (◇):
 Обозначения см. рис. 4.12

свойствами полигликоля, обуславливающими изменение характера смачивания поровой поверхности коллектора. Однако полный механизм процессов, происходящих в коллекторе при взаимодействии с дисперсионной средой полигликолевых растворов, может быть установлен по мере накопления статистических данных.

В скв. 210, законченной с промывкой глинистым раствором,

Таблица 4.20

Сведения о параметрах ПБР в зависимости от глубины скв. 188 Кирско-Котынской площади

Глубина, м	Параметры ПБМКР									
	ρ , г/см ³	УВ, с	Φ , см ³	СНС _{1/10} , Па	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	pH	α	$k_{тр}$	σ , мН/м
2530	1,020	29	3,0/10	0,9/1,4	7	15	9,8	3,0	0,080	3,47
2541	1,025	30	3,5/10	1,4/1,7	9	16	9,7	3,0	0,085	—
2548	1,030	28	4,5/11	1,3/2,4	12	18	9,6	3,5	0,080	6,34
2559	1,030	31	5,5/11	1,7/2,3	11	17	9,6	3,5	0,085	—
2568	1,035	30	4,0/11	1,8/2,5	10	16	9,6	3,0	0,090	4,72
2580	1,040	34	4,0/11	1,8/2,7	9	20	9,7	3,0	0,090	5,13

Примечания: 1. Значение Φ в числителе – при температуре 20 °С и давлении 0,1 МПа, в знаменателе – при температуре 85 °С и давлении 3,5 МПа. 2. Значение СНС в числителе – через 1 мин, в знаменателе – через 10 мин.

обводненность продукции после первого месяца эксплуатации в 2000 г. составляла 12 %, в последующем неуклонно повышалась и за период апрель – сентябрь составила от 33 до 38 %. В октябре из-за высокой обводненности эта скважина была остановлена для капитального ремонта. В 2001 г. в скв. 210 содержание воды было высоким и составляло 34–35 %.

Промышленные испытания БПР были проведены при заканчивании скв. 188 в интервале 2530–2580 м Кирско-Котынского месторождения (Западная Сибирь). Учитывая низкое пластовое давление, в соответствии с рецептурой, приведенной в табл. 4.1, приготовили полигликолевый биополимерный раствор с исходной плотностью 1,02 г/см³ (за счет добавки 3,5 % карбоната кальция). Раствор не ингибировался ионами калия. Как показали испытания (табл. 4.20), полигликолевый биополимерный малокарбонатный раствор сохранял высокую стабильность показателей фильтрационных и структурно-реологических свойств.

Благодаря специфическим псевдопластическим свойствам БПР не отмечалось шламовых пробок при остановках циркуляции, а высокие смазочные свойства ($k_{тр} = 0,08 \div 0,09$; $\alpha = 3,0 \div 3,5$) позволили избежать затяжек инструмента. Следует отметить низкое значение межфазного натяжения на границе вода – нефть (3,47–6,34 мН/м). За счет высокой устойчивости ствола заключительный каротаж был проведен без осложнений, качественно и всего за 5 ч.

Таким образом, проведенные сравнительные испытания при заканчивании скважин на Кирско-Котынском месторождении показали преимущества полигликолевых растворов, в связи с чем объем их применения необходимо увеличивать.