

4

ГЛАВА

ПРОЦЕССЫ, ПРОИСХОДЯЩИЕ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА НА СТАДИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Гидродинамические исследования проводятся с целью определения рациональных режимов эксплуатации скважин, коэффициента гидропроводности пласта в районе исследуемой скважины, пьезопроводности, коэффициента гидродинамического совершенства скважины, оценки качества освоения.

По каждой вновь вводимой из бурения скважине ведется комплекс гидродинамических исследований, включающий:

исследование методом установившихся отборов (не менее чем на трех режимах) с построением индикаторных диаграмм, определением коэффициента продуктивности и оценкой значения гидропроводности по каждому работающему пласту (пропластку);

исследование методом восстановления давления с определением коэффициента гидропроводности пласта и количественной оценкой коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины и коэффициента гидродинамического совершенства скважины;

исследование профиля притока с получением зависимости суммарного расхода жидкости q и ее обводненности n_v от глубины измерения H в пределах общего интервала перфорации и определением дебитов жидкости Δq и обводненности n'_v для отдельных участков перфорированного интервала;

отбор и исследование глубинных проб нефти с целью определения в пластовых условиях давления насыщения, содержания растворенного газа, вязкости, плотности, объемного коэффициента нефти.

4.1. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

4.1.1. ОБОБЩЕНИЕ ПОНЯТИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

В промысловой практике для эффективного планирования и регулирования процесса разработки месторождения необходимо знать потенциальные возможности каждой скважины. Сравнение фактических и потенциальных продуктивных характеристик скважин дает возможность оценивать эффективность выбранной технологии заканчивания скважин и проводимых технологических операций, позволяет правильно выбрать методы интенсификации притока в скважину.

Приток жидкости или газа в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину тем, что в призабойной зоне и на забое скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и сгущения линий токов. Целесообразно выделять следующие три вида гидродинамического несовершенства скважин (рис. 4.1):

по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину;

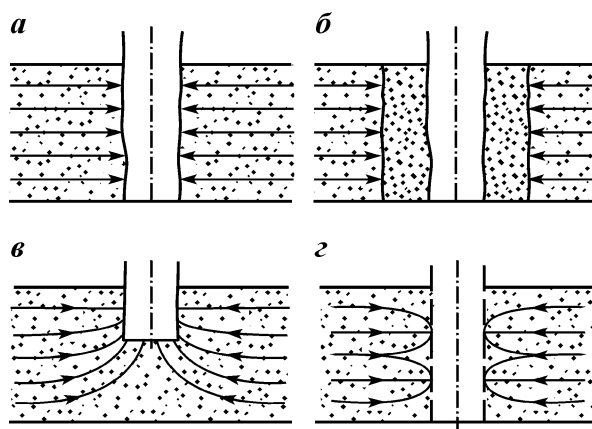


Рис. 4.1. Схемы притока в гидродинамически совершенную скважину (а) и гидродинамически несовершенные скважины по качеству ($\hat{a}$), степени ($\hat{b}$) и характеру ($\hat{c}$) вскрытия продуктивного пласта

по характеру вскрытия пласта, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы;

по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой среды в призабойной зоне снижена по отношению к естественной проницаемости пласта.

На основании сказанного, формула фактического дебита $Q_{\text{ф}}$ реальной скважины, пробуренной на нефтяной пласт и имеющей все перечисленные виды гидродинамического несовершенства, примет следующий вид:

$$Q_{\text{ф}} = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}}{\omega_{\text{осн}} - \omega_{\text{доп}}} = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}} \right)}, \quad (4.1)$$

где C_1, C_2 — безразмерные коэффициенты; $\omega_{\text{осн}}, \omega_{\text{доп}}$ — основное и дополнительное фильтрационные сопротивления,

$$\omega_{\text{доп}} = \frac{\mu}{2\pi kh} (C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}}),$$

где $S_{\text{б}}, S_{\text{п}}$ — показатель несовершенства скважины соответственно из-за влияния бурового раствора и перфорации.

Для расчетов притока жидкости или газа к системе взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса. Приведенным радиусом называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой при прочих равных условиях равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины. На основании данного определения формулу (4.1) запишем в виде

$$Q_{\text{ф}} = \frac{2\pi kg(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}} \right)} = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}}}. \quad (4.2)$$

Из этого равенства легко получается выражение для приведенного радиуса

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{с}} e^{-(C_1 + C_2 + S_{\text{б}} + S_{\text{п}})}.$$

Подстановка в формулы притока приведенного радиуса вместо действительного радиуса скважины обеспечивает замену одной реальной или системы реальных скважин их гидродинамическими эквивалентами — совершенными скважинами с фиктивными приведенными радиусами, что значительно упрощает гидродинамические расчеты, поскольку вме-

сто сложных расчетно-аналитических зависимостей, описывающих приток в реальные несовершенные скважины, становится возможным применять простые формулы Дюпюи для гидродинамически совершенных скважин.

Степень гидродинамической связи пласта и скважины характеризуется коэффициентом гидродинамического совершенства φ , под которым понимают отношение фактического дебита Q_{ϕ} скважины к дебиту Q_c этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной (т.е. если бы скважина, при прочих равных условиях, имела открытый забой полностью вскрытого бурением пласта и естественную проницаемость пористой среды в призабойной зоне). Из этого определения и с учетом формул (4.1) и (4.2) следует, что

$$\varphi = \frac{Q_{\phi}}{Q_c} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 + S_6 + S_{\Pi}} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_{\text{пр}}}}. \quad (4.3)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства является одной из важных характеристик и подлежит определению для каждой скважины наравне с коэффициентом продуктивности.

Строение пористой среды вокруг скважины и состояние ее забоя в общем случае могут иметь очень сложную картину. Соответственно столь сложной будет и картина притока в гидродинамически несовершенную скважину.

Определение степени гидродинамического совершенства скважин различными исследователями проводилось теоретически (аналитическими и численными методами), экспериментально и по промысловым данным.

4.1.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

На протяжении десятков лет различными исследователями велось изучение продуктивности гидродинамически несовершенных скважин. Исследование притока нефти или газа в гидродинамически несовершенную скважину проводилось аналитически и экспериментально. С появлением компьютеров появилась возможность для этой цели применять численные методы.

Аналитическое решение задачи притока жидкости в несовершенную скважину сводится к решению уравнения Лапласа в цилиндрических координатах для определенной группы граничных условий:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Phi}{\partial r} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0,$$

где Φ — функция потенциала; r, z — горизонтальная и вертикальная координаты соответственно в радиальной системе координат.

Полученные формулы оказались малоприменимыми для практического использования из-за их сложности и неточности.

Метод электрогидродинамических аналогий (ЭГДА), основанный на тождественности уравнений фильтрации и распространения электрического тока в геометрически подобных системах, позволяет быстро получать количественный результат для существенно трехмерных задач фильтрации, трудно поддающихся аналитическому решению. При этом электрические токи являются аналогом расходов фильтрующейся жидкости, направления — аналогом перепадов давления, а омические сопротивления — аналогом фильтрационных сопротивлений.

Метод ЭГДА был применен В.И. Щуровым с целью изучения влияния степени и характера вскрытия пласта на дебит скважины. Были использованы гладкий цилиндрический электрод в качестве электрической модели скважины с открытым забоем и цилиндр из изоляционного материала с вмонтированными цилиндрическими электродами правильной формы в качестве модели перфорированной скважины. Сравнение протекающих токов при последовательном помещении этих моделей в токопроводящую среду (электролит), геометрически подобную пластовой системе, позволило определить возникающие омические сопротивления, а от последних по ЭГДА перейти к фильтрационным сопротивлениям. В результате обработки экспериментальных данных были найдены значения безразмерных коэффициентов C_1 и C_2 для различных условий вскрытия пласта и построены известные графики В.И. Щурова, которые широко используются в практике и теории разведки и разработки месторождений нефти и газа.

И.Н. Гайворонским, Р.Г. Ахмадеевым и А.А. Мордвиновым была проведена математическая обработка эксперимен-

тальных данных В.И. Щурова и получены следующие формулы:

$$C_1 = 7,86(0,31\ln^2 h' - 0,25\ln h')(0,03 + 0,14\ln \frac{h}{D} + 0,04\ln^2 \frac{h}{D}); \quad (4.4)$$

$$C_2 = 3,58(0,34 - 0,31\ln \frac{l_k}{D} + 0,17\ln^2 \frac{l_k}{D})(2,07 - 1,64\ln nD + 0,41\ln^2 nD) \times \\ \times (0,3 - 0,24\ln \frac{d_k}{D} + 0,01\ln^2 \frac{d_k}{D}) - 1, \quad (4.5)$$

где h' — относительное вскрытие пласта; h — эффективная толщина пласта, м; D — диаметр скважины, м; l_k — средняя эффективная длина перфорационных каналов, м; d_k — диаметр перфорационных каналов, м; n — плотность перфорации, отв/м.

Формулы (4.4) и (4.5) дублируют графики Щурова. Однако использование этих формул уменьшает вероятность и значение ошибок за счет интерполяции. Они удобны при расчетах на компьютере.

Техника лабораторного моделирования не позволяет изучать влияние на дебит скважины всех видов несовершенства, в частности, — изменения проницаемости породы. Это удалось сделать только благодаря применению компьютеров. Такие исследования проведены в США.

Математическая обработка некоторых результатов решения американскими исследователями задачи продуктивности перфорированной скважины привела к получению следующей формулы:

$$S_6 = 5,8(0,1 - 0,01\ln \frac{k_1}{k} + 0,41\ln^2 \frac{k_1}{k})(3,53 - 1,44\ln n + 0,17\ln^2 n) \times \\ \times (0,42 - 0,07\ln l_k + 0,13\ln^2 l_k). \quad (4.6)$$

Формула (4.6) соответствует случаю, когда перфорационные каналы не выходят за зону пониженной проницаемости, и получена при изменении параметров в следующем диапазоне: k_1/k от 0,125 до 0,5; n от 4 до 52,4 отв/м; l_k от 0,05 до 0,30 м.

Поскольку реальные перфорационные каналы имеют неправильную геометрическую форму, а также измененное состояние пористой среды вокруг них, предложено реальные каналы заменять эквивалентными по пропускной способно-

сти каналами правильной геометрической формы с ненарушенной структурой пористой среды вокруг них. Для этой цели аналитически решена задача расчета расхода жидкости через цилиндрическую керновую модель с перфорационным каналом в центре и выполнены экспериментальные исследования по отстрелам кумулятивных зарядов и по определению пропускной способности полученных каналов на специально созданной установке "Пласт".

Рассмотренные методы позволяют определять продуктивность скважины с идеализированной картиной забоя и призабойной зоны. Ни экспериментальные, ни математические приемы не позволяют учесть все особенности реальной картины гидродинамического совершенства. Такая задача может быть решена только на основе промысловых данных.

4.1.3. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

Изменение проницаемости породы призабойной зоны и геометрия забоя скважины с гидродинамической точки зрения имеют очень сложную картину и не поддаются точному математическому описанию. Действительно, для реальной скважины в промысловых условиях технологи не знают, например, каких размеров и формы получились перфорационные каналы, какова степень изменения проницаемости породы вокруг перфорационных каналов и т.д. Нет достоверной информации и о многих других параметрах, по которым определяются значения дополнительных фильтрационных сопротивлений. Поэтому определить степень гидродинамического совершенства скважины по формуле (4.3) обычно не представляется возможным, поскольку достоверно не известны фактические значения безразмерных коэффициентов, учитывающих дополнительные фильтрационные сопротивления.

Некоторые специалисты считают, что нужна такая методика оценки степени гидродинамического совершенства скважин, которая бы не содержала в явном виде значений этих коэффициентов.

Так, на основе гидродинамических методов исследований скважин можно получить формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства. В формулу дебита реальной скважины, описывающую плоскорадиальную фильтрацию жидкости по линейному закону, вводится коэффи-

ент гидропроводности. Тогда формула (4.1) примет следующий вид:

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi\epsilon(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + C_1 + C_2 + S_{\phi} + S_{\pi}}.$$

Перепишав эту формулу относительно знаменателя, получим

$$\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + C_1 + C_2 + S_{\phi} + S_{\pi} = \frac{2\pi\epsilon(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{Q_{\phi}} = \frac{2\pi\epsilon}{\eta_{\phi}}. \quad (4.7)$$

Тогда сумма дополнительных фильтрационных сопротивлений может быть выражена через известные гидродинамические параметры — коэффициенты гидропроводности пласта ϵ и продуктивности скважины η_{ϕ} .

Подставляя (4.7) в (4.3), получаем следующую формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства:

$$\varphi = \frac{1}{2\pi} \frac{\eta_{\phi}}{\epsilon} - \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}. \quad (4.8)$$

В полученной формуле значение коэффициента продуктивности η_{ϕ} определяется по результатам исследования скважины при установившихся режимах работы, т.е. по индикаторной диаграмме (ИД). Значение коэффициента гидропроводности пласта ϵ определяется по углу наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления (КВД), построенной в полулогарифмических координатах $\Delta p(t) - \ln t$. Из теоретических основ газогидродинамических исследований скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы следует, что коэффициент продуктивности, определенный по ИД, характеризует всю зону дренирования — от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности, определенный по КВД, характеризует так называемую удаленную от скважины зону пласта с естественными (неизменными из-за вскрытия продуктивного пласта или из-за применения методов воздействия на призабойную зону) фильтрационными свойствами.

Таким образом, методика определения степени гидродинамического совершенства скважин, основанная на формуле (4.8), построена на использовании результатов гидродинамических исследований скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы.

4.1.4. ВЛИЯНИЕ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ФАКТОРОВ НА СТЕПЕНЬ СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

Качество вскрытия пластов определяет большое число факторов, связанных с бурением продуктивного пласта, перфорацией скважин и конструкцией их забоев, а также с фильтрационными характеристиками пласта и физико-химическими процессами, происходящими в пористой среде призабойной зоны при бурении и перфорации. Многофакторность условий формирования состояния призабойной зоны и забоя скважины является одним из основных критериев возможности применения для оценки степени гидродинамической связи пласта и скважины методов математической статистики, которые широко применяются в различных областях науки и техники с целью оценки, прогнозирования, диагностирования, распознавания образов и т.д.

С целью исследовать влияние геолого-промысловых факторов на гидродинамическое совершенство скважин были собраны первичные геолого-промысловые данные почти по 500 скважинам нефтяных месторождений основных нефтедобывающих районов страны.

Выбирались скважины, в которых были проведены гидродинамические исследования при установившихся и неустановившихся режимах работы, т.е. по которым были известны коэффициент продуктивности скважины и коэффициент гидропроводности пласта. Анализ собранного геолого-промыслового материала и публикаций по вопросам вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией позволил в качестве влияющих факторов выбрать следующие: коэффициент проницаемости пласта, определенный по КВД; коэффициент пористости пласта; значение репрессии на пласт при вскрытии его бурением и перфорацией; водоотдачу бурового раствора; плотность перфорации; значение депрессии на пласт во время эксплуатации скважин; толщину пласта. Коэффициент гидродинамического совершенства определялся по формуле (4.8).

Статистическая связь между выбранными геолого-промысловыми факторами и коэффициентом гидродинамического совершенства скважин была найдена методом многофакторного корреляционного анализа с последовательным вводом факторов. За основу принято уравнение регрессии в виде произведения функций влияния отдельных факторов:

$$\varphi = \varphi(f_1 f_2 f_3 f_4 f_5 f_6 f_7), \quad (4.9)$$

где φ — среднее значение коэффициента совершенства по анализируемым скважинам; f — функция влияния отдельного фактора.

Расчет сделан на компьютере по 259 скважинам, вскрывшим преимущественно гранулярные коллекторы. Вид функции влияния каждого отдельного фактора выбирался по минимуму среднеквадратической ошибки аппроксимации из совокупности, включающей полиномы, логарифмическую, гиперболическую, степенную и показательную функции и их комбинации. Среднее значение коэффициента совершенства по скважинам оказалось равным 0,60. Это говорит о том, что средняя скважина работает на 60 % от своих потенциальных возможностей.

Полученные статистические зависимости позволяют сделать следующие важные для практики выводы.

Проницаемость является важнейшей характеристикой пласта. Это основной исходный параметр для составления всех проектных документов, по которым осуществляется разработка месторождений. Поэтому установление закономерностей влияния проницаемости пласта на гидродинамическое совершенство скважин логично считать одним из ключевых моментов и в решении задачи определения и прогнозирования степени совершенства. Статистическая обработка показала, что с увеличением проницаемости породы гидродинамическая связь пласта и скважины ухудшается. Причина — существующая технология вскрытия продуктивного пласта при репрессии, когда в качестве рабочего агента при бурении и перфорации используется раствор на водной основе с твердой фазой. Полученная зависимость указывает на необходимость применения раствора без твердой фазы хотя бы при перфорации, если нельзя более существенно изменить всю технологию вскрытия пласта.

Более высокая степень гидродинамического совершенства скважин в условиях высокопористых коллекторов, очевидно, связана с улучшением в процессе освоения и работы скважин очистки пор породы призабойной зоны от раствора, проникшего при заканчивании скважины. Отрицательное влияние репрессии также объясняется влиянием твердой фазы раствора. Обычно считается, что твердая фаза при бурении в гранулярном коллекторе проникает в пласт на сравнительно небольшую глубину, и применение современных кумулятивных перфораторов позволяет пробить образовавшуюся при бурении зону кольматации. Исключительно отрицательную роль будет играть наличие твердой фазы в растворе, кото-

рым заполнена скважина во время перфорации при репрессии, поскольку твердые частицы будут способствовать образованию зоны коьматации теперь уже вокруг образовавшихся перфорационных каналов, чем в значительной степени снизят гидродинамическую эффективность каналов. Очевидны преимущества перфорации скважин с использованием раствора без твердой фазы или перфорации при депрессии на пласт.

Интенсивность проникновения в пласт жидкой фазы бурового раствора характеризуется значением водоотдачи. С ростом водоотдачи раствора степень совершенства скважин снижается. Относительно невысокая степень влияния этого фактора подтверждает правильность полученных качественных и количественных результатов о влиянии на совершенство скважин проницаемости и пористости коллектора и репрессии на пласт при вскрытии, а также указывает на то, что более существенную роль играет проникновение в пласт не жидкой, а твердой фазы раствора.

Снижение, хотя и очень незначительное, эффективности гидродинамической связи пласта и скважины с увеличением плотности перфорации на первый взгляд противоречит сложившимся представлениям. Однако бытующее у производителей мнение о возможности существования повышения продуктивности скважин путем увеличения плотности перфорации является ошибочным, и ошибочность такого мнения обусловлена тем, что не учитываются условия в скважине при перфорации.

Во-первых, обычно применяемая технология предполагает наличие в скважине во время перфорации раствора, который использовался при бурении продуктивного пласта. Поэтому при наращивании плотности перфорации (а как известно, максимальная плотность перфорации за один спуск в зависимости от типа кумулятивного перфоратора не превышает 6–12 отверстий на 1 м) происходит заправка бурового раствора в уже готовые перфорационные каналы, чем дополнительно снижается их гидродинамическая эффективность. При этом ударная волна, которая распространяется от взрыва кумулятивных зарядов, приводит к дополнительной коьматации породы вокруг уже имеющихся перфорационных каналов и способствуют разрыву сольватных оболочек и набуханию глинистых минералов в породах.

Во-вторых, высокая плотность перфорации обычно наблюдается в тех случаях, когда скважина плохо осваивается, а это, как правило, результат сильного ухудшения проницаемо-

сти призабойной зоны при бурении продуктивного пласта. Если же в процессе бурения пласт не загрязнен или загрязнение незначительно, то скважина при первой же перфорации проявляет себя активно и увеличивать плотность перфорации не требуется.

Из установленной закономерности вытекает следующий важный для практики вывод: увеличением плотности перфорации нельзя полностью исправить те вредные последствия несовершенной технологии вскрытия продуктивных пластов бурением, которые имеют место в подавляющем большинстве скважин.

Значительный рост степени совершенства при увеличении депрессии, при которой скважины запускают в работу, объясняется тем, что после ввода скважины в эксплуатацию происходит самоочищение породы в призабойной зоне от проникших в процессе заканчивания скважины твердой и жидкой фаз раствора. Поэтому, если позволяют геолого-технические условия, желательно, чтобы скважина после освоения некоторое время поработала с максимально допустимой депрессией. Данная рекомендация справедлива только для гранулярных коллекторов.

Зависимость гидродинамического совершенства от толщины продуктивного пласта имеет сложный вид. С одной стороны, это обусловлено, очевидно, преобладающим влиянием времени воздействия бурового раствора на пласт, поскольку при прочих равных условиях большей толщине соответствует большее время разбуривания пласта. С другой стороны, преобладающее влияние, вероятно, оказывает неоднородность пласта. В этом случае приток в скважину будет происходить в основном через интервалы, имеющие хорошую гидродинамическую связь со скважиной. Пониженная степень гидродинамической связи остальной части перфорированного интервала компенсируется вертикальными перетоками.

4.2. ИЗМЕНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ ЕГО ВСКРЫТИЯ

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта весьма глубока, хотя до настоящего времени понимается довольно ограниченно — главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны. Это наиболее доступный

для изменения фактор — обработка буровых (позднее тампонажных) растворов с целью снизить или довести даже до нулевого значения водоотдачу (кроме растворов на углеводородной основе) буровых (и цементных) растворов.

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволенной зоне, проникновением фильтрата бурового (и цементного) раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы.

Если при разрушении долотом горных пород водоотдача способствует росту механической скорости проходки, то фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа, что приводит к ряду необратимых процессов. Частично проникает в пласт и твердая фаза буровых растворов; при гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине.

При освоении скважин часто приходится применять очень большое количество бурового раствора, глины, конденсата.

Американские исследователи полагают, что существуют следующие основные виды загрязнения пласта:

реакция глин, содержащихся в нем, с водой, поступающей из бурового раствора, с последующим набуханием глин;

коагуляция пор пласта твердыми частицами глинистого раствора.

Очевидно, это только часть факторов, которые определяют падение проницаемости призабойной зоны пласта. Сюда, кроме ранее названных, могут быть отнесены многочисленные поверхностно-активные вещества, которые применяются для обработки буровых растворов с целью изменить те или иные их показатели. Если принять к сведению, что на площади образца из обычного песчаника, равной $6,5 \text{ см}^2$, находится до 3000 пор, которые в известной степени определяют проницаемость, то становится понятным, насколько чувствительна эта поверхность к загрязнению.

Зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, можно, если и не предотвратить их влияние, то хотя бы максимально снизить их негативный эффект.

Все известные буровые растворы в той или иной степени отрицательно влияют на ПЗП. Механизм загрязнения пласта рассматривался многими исследователями. Влияние их идет в направлении снижения проницаемости ПЗП за счет прохож-

дения фильтрата (разбухание глинистых включений, образование закупоривающего поры осадка при контактировании с пластовыми водами) в пласт; проникновения в поры пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; адсорбционных сил, удерживающих воду в порах.

Буровой раствор с высокой водоотдачей нецелесообразен не только при освоении скважин и добыче нефти и газа, так как снижает естественную продуктивность пласта, и для восстановления могут потребоваться перфораторы специального типа или несколько кислотных обработок, но и при проведении каротажных работ.

Повышение степени извлечения углеводородов из недр является одной из важнейших проблем в области рациональной разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Скважина — основной производственный объект добычи, средство воздействия на продуктивные пласты и их дренирование. Без полноценных качественных скважин невозможно обеспечить эффективное извлечение флюида из пласта. Продуктивность и качество скважин определяются в значительной мере технологическими условиями и способами завершения строительства скважин и их последующей эксплуатации.

На продуктивность скважин наибольшее влияние оказывает состояние проницаемости призабойной зоны пласта непосредственно у стенки скважины. Ухудшение проницаемости этой зоны происходит практически при любых условиях завершения строительства скважин и зависит от ряда факторов:

- состава бурового раствора при бурении (глины, воды, примесей и реагентов раствора);
- противодавления на пласт от столба бурового раствора;
- длительности пребывания продуктивного пласта под давлением столба бурового раствора;
- состава цементного раствора и обсадной колонны;
- глубины и плотности перфорации обсадной колонны;
- длительности пребывания пласта под раствором после перфорации;
- способа вызова притока флюида из пласта и освоения скважин.

Продуктивные пласты являются гидродинамическими системами, в которых физические, химические и физико-химические процессы до их вскрытия находятся в относительно равновесном состоянии. После вскрытия пластов бу-

рением вследствие воздействия буровых растворов равновесное состояние нарушается, и в призабойной зоне пластов возникают многообразные явления — проникновение фильтрата, кольтматация пор и другие возможные последствия, которые зависят от геолого-физической характеристики коллекторов, физико-химических свойств насыщающих их жидкостей и газов, а также от способа воздействия на пласты в процессе вскрытия.

Разнообразен минералогический состав пород коллектора — кварцевые и полимиктовые песчаники, алевролиты, аргиллиты, карбонатные породы. Некоторые минералы взаимодействуют с буровым раствором и изменяют характеристики каналов фильтрации. Нефтегазонасыщенные пласты всегда содержат воду, насыщенную различными веществами, солями, которые при взаимодействии с буровым раствором или его фильтром могут давать осадок, закупоривающий фильтрационные каналы.

Установлено, что состав и свойства буровых растворов применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим требованиям:

- фильтрат бурового и цементного растворов должен быть таким, чтобы при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала, соле- и пенообразования в пористой среде горных пород;

- гранулометрический состав твердой фазы бурового и цементного растворов должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой кольтматации содержание частиц диаметром большим на 30 % размера поровых каналов или трещин должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента;

- поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат — пластовый флюид должно быть минимальным;

- водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, а плотность и реологические параметры — такими, чтобы дифференциальное давление при разбурировании продуктивной толщи было близким к нулю.

Перечисленным требованиям не всегда удовлетворяет существующая технология вскрытия продуктивных пластов и на нефтяных, и на газовых, и на газоконденсатных месторождениях. Более того, за последние два десятилетия в б. СССР не произошло существенных изменений в технологии заканчивания скважин. Для промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов используют главным образом глинистые буровые растворы, обработанные или не об-

работанные химическими реагентами. Причем технология обработки этих растворов химическими реагентами определяется требованиями только безаварийной проходки ствола скважины, а не качественным вскрытием продуктивного пласта.

Многочисленные исследования и богатый промысловый опыт показывают, что сроки освоения и продуктивность скважин, пробуренных в идентичных условиях, могут быть различными и в значительной степени зависят от качества работ по вскрытию пластов.

После вскрытия пласта равновесное состояние нарушается и возникают многообразные процессы, течение которых зависит от геолого-физической характеристики коллектора, физико-химических свойств пластовых жидкостей, репрессии, химического состава фильтрата бурового раствора, свойств твердой фазы. Промысловая практика показывает, что во всех случаях проникновение в пласт фильтрата и твердой фазы бурового раствора отрицательно влияет на фильтрационную характеристику пласта, что и находит свое отражение в удлинении сроков освоения скважин, уменьшении их производительности, нефтеотдачи, неравномерности выработки залежи, а на разведочных площадях по этой причине могут быть пропущены отдельные продуктивные пласты и снижена эффективность геологоразведочных работ.

Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями. Однако в настоящее время отсутствуют технические средства, которые могли бы надежно обеспечить такие условия проводки скважин (имеются в виду вращающиеся превенторы, дистанционные управляемые дроссели, сепараторы бурового раствора). Поэтому в практике вынуждены вскрывать пласты в условиях репрессии. Репрессия как фактор имеет преобладающее значение: от нее зависят все остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Репрессия также является причиной изменения естественной раскрытости трещин и влияет на степень деформации пород в прискважинной зоне.

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах

3–5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75–80 % полного горного давления, что иногда вызывает гидроразрыв пласта.

Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт являются также высокие скорости спускоподъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрасти до 3–9 МПа.

Химическим составом бурового раствора определяется в основном интенсивность развития вторичных процессов, возникающих при контакте фильтрата с нефтью, газом, остаточной водой и породой коллектора. Совокупность этих процессов приводит к возрастанию газогидродинамических сопротивлений в зоне проникновения фильтрата при фильтрации нефти на различных этапах освоения и эксплуатации скважины. Увеличение гидравлических сопротивлений происходит в результате проявления молекулярно-поверхностных свойств системы нефть — газ — порода — остаточная вода — фильтрат и изменения структуры порового пространства породы.

На стадии вызова притока из пласта прирост гидравлических сопротивлений при фильтрации нефти через зону проникновения главным образом определяется особенностями двухфазной фильтрации. Значение этих дополнительных сопротивлений зависит от многих факторов и в целом оценивается фазовой проницаемостью для флюида при совместном течении нефти с фильтратом через пористую среду с измененной структурой поровых каналов. Изменение структуры порового пространства в зоне проникновения может быть обусловлено взаимодействием фильтрата как с минеральными компонентами породы (набухание глин, химическое преобразование), так и с остаточной водой (возможность образования нерастворимых осадков).

На втором этапе работы скважины, который условно начинается сразу после очистки зоны проникновения от подвижных фильтрата и водонефтяной смеси, дополнительные гидравлические сопротивления обусловлены в основном проявлением поверхностных свойств контактирующих фаз при фильтрации нефти и газа через зону проникновения с повышенной, медленно снижающейся "вторичной" водонасыщенностью. Этот этап в зависимости от характеристики порового пространства пласта, степени его литологической неоднородности и режима отбора флюида из залежи в отдельных случаях по своей продолжительности соответствует всему периоду эксплуатации скважины в безводный период.

На третьем этапе работы скважины, который начинается после ее выхода на стабильный дебит, дополнительные гидравлические сопротивления в зоне проникновения определяются в основном изменениями в процессе вскрытия структуры порового пространства. В низкопроницаемых тонкопористых разностях, слагающих продуктивный пласт, на значение этих сопротивлений долгое время оказывает влияние малоподвижный фильтрат, удерживаемый в отдельных порах капиллярными силами.

Фазовая проницаемость породы-коллектора для нефти или газа в зоне проникновения зависит в общем случае от молекулярно-поверхностных свойств контактирующих фаз. При этом независимо от того, подвижна или неподвижна водная фаза, фазовая проницаемость для нефти или газа будет тем больше, чем сильнее гидрофобизована поровая поверхность и чем меньше значение поверхностного натяжения на многочисленных границах раздела флюида и фильтрата.

Так называемая "вторичная" водонасыщенность, обусловленная временной консервацией фильтрата бурового раствора, в зоне его проникновения зависит от многих факторов, важнейшим из которых является сложность строения порового пространства. Значение "вторичной" водонасыщенности тем выше, чем меньше в нефти активных компонентов-гидрофобизаторов, ниже минерализации фильтрата (по сравнению с минерализацией остаточной воды), больше в породе перлитовой и мелкоалевритовой фракций, больше в них глинистых минералов, склонных к набуханию, разнородней состав породообразующих (каркасных) минералов, определяющих сложность структуры порового пространства. На темпы и полноту ликвидации "вторичной" водонасыщенности влияет время поддержания депрессии на высоком уровне при освоении и эксплуатации скважин. Критерием, позволяющим судить о ликвидации "вторичной" водонасыщенности, служит появление в нефти воды с минерализацией, равной минерализации остаточной воды.

Блокирование фильтратом отдельных пор сопровождается изменением характера межзерновой связи в породе-коллекторе, что приводит к существенному уменьшению ее прочностных свойств. Поэтому при ликвидации последствий обводнения приствольной зоны следует учитывать, что высокий уровень депрессии при освоении скважины может привести к разрушению породы в зоне проникновения.

Степень загрязнения поровых каналов твердой фазы бурового раствора в наибольшей мере определяется размерами

каналов, их структурой, дисперсностью и концентрацией твердой фазы в растворе, а также значениями водоотдачи бурового раствора и перепада давления в системе скважина — пласт.

Влияние зоны коьматации на приток флюида к стволу скважины варьирует в широких пределах. Наибольшее отрицательное влияние зоны коьматации отмечается в скважинах с открытым забоем. В скважинах с закрытым забоем это влияние в основном нейтрализуется перфорацией. В последнем случае следует оценивать влияние зоны коьматации, формирующейся на стенках перфорационных каналов.

Проникновение в пласт коллоидных и субколлоидных частиц, а также макромолекул органических соединений сопровождается их адсорбцией в поровом пространстве нефтенасыщенных пород. Эти частицы адсорбируются, как правило, на границах раздела нефть (газ) — фильтрат, и если поверхности раздела неподвижны, теряют свободу перемещения. При наличии в нефти большого количества асфальтосмолистых веществ проникающие в пласт коллоидные и субколлоидные частицы адсорбируются на поверхности раздела фаз совместно с асфальтенами и смолами и образуют плотные межфазные пленки. В газонасыщенных пластах эти частицы адсорбируются на стенках поровых каналов. Поскольку указанные межфазные пленки и адсорбционные слои уменьшают сечение поровых каналов и практически не растворяются в нефти, следует предупредить их формирование путем введения в буровой раствор синтетических ПАВ.

Степень загрязнения порового пространства породы-коллектора продуктами взаимодействия солей остаточной воды с химическими реагентами, поступающими в пласт с фильтратом, определяется наличием в воде осадкообразующих катионов. Образующиеся нерастворимые соединения в зависимости от характера смачиваемости их поверхности скапливаются в водной или нефтяной фазе, адсорбируясь чаще всего на границах раздела нефть — фильтрат. Немаловажное отрицательное воздействие на гидропроводность ПЗП оказывает фильтрат тампонажного раствора.

Изменение структуры порового пространства и, как правило, связанное с ним ухудшение проницаемости породы-коллектора обуславливаются в основном набуханием глинистых компонентов породы, их дезагрегацией, а также перемещением и скоплением потерявших связь с поровой поверхностью частиц в сужениях пор. Факторы, способствующие возникновению и развитию указанных процессов,

многообразны. Из геологических факторов к ним относятся минералогический состав глин, состав и объем обменного комплекса, состав и минерализация остаточной воды, пластовая температура. Из технологических факторов наиболее существенны минерализация и состав фильтрата, время контакта породы-коллектора с фильтратом.

Отрицательные последствия взаимодействия бурового раствора с породой-коллектором, слагающей продуктивный пласт, и пластовыми флюидами могут быть сведены к минимальному изменению фильтрационных свойств проницаемых пород, способных отдавать содержащуюся в них нефть или газ при планируемой технологической схеме разработки месторождения.

Повышение качества вскрытия продуктивных пластов следует осуществлять двумя путями:

- выбором соответствующего типа бурового раствора для конкретного месторождения (пласта), обладающего определенными геолого-физическими свойствами породы-коллектора, слагающего пласт, и физико-химическими свойствами пластовых флюидов, с обязательным учетом степени возможных изменений петрографических свойств породы после вскрытия и условий фильтрации нефти или (и) газа через зону проникновения;

- выбором технологических режимов вскрытия, промывки скважины и проведения спускоподъемных операций, обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Буровой раствор, предназначенный для вскрытия продуктивного пласта, перфорационных и других операций в скважине, при которых неизбежно его контактирование с компонентами пластовой системы, должен отвечать следующим основным требованиям:

- обладать способностью быстро формировать на стенках скважины практически непроницаемую фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата в пласт;

- иметь такой состав жидкой фазы, который при практикуемых в настоящее время значениях депрессий, создаваемых при освоении скважины, позволял бы уже в первые часы работы скважины ликвидировать, без заметных остаточных явлений, последствия проникновения фильтрата в призабойную зону;

- твердая фаза бурового раствора или большая ее часть должна полностью растворяться в кислотах (нефти), что позволит удалять ее со стенок скважины и закольматированной

зоны пласта при освоении. Гранулометрический состав твердой фазы должен обеспечивать минимальное количество проникновения раствора в трещины (поры) пласта за счет образования закупоривающих тампонов на входе в трещину.

Требования к технологии вскрытия сводятся к тому, чтобы режим вскрытия, промывка скважины и спускоподъемные операции выбирались с учетом обеспечения минимальной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, не превышающей глубины перфорационных каналов.

Одна из форм для реализации на практике результатов исследований в области вскрытия пластов — разработка и применение методических пособий и руководящих документов, позволяющих выбрать, исходя из конкретных геологических условий, такие технологические приемы вскрытия пласта, которые могли бы свести к минимуму нежелательные процессы, происходящие в пласте при вскрытии, и обеспечили бы максимально возможную продуктивность скважины.

Выбор бурового раствора для вскрытия осуществляется для каждого типа пород-коллекторов, отличающихся друг от друга основными признаками и условиями залегания. Для этой цели все известные в настоящее время типы пород-коллекторов разделены на четыре классификационные категории, в каждой из которых сгруппированы породы-коллекторы, обладающие примерно одинаковой реакцией на технологические воздействия. В качестве критерия разделения пород-коллекторов на отдельные категории использованы геологические и технологические факторы, которые раскрывают условия проявления и возможность прогнозной оценки вида, интенсивности и масштаба развития процесса взаимодействия пород пласта с буровым раствором, а также последствий этого процесса.

Выбор бурового раствора для вскрытия сводится в общем случае к установлению принадлежности конкретного объекта породы-коллектора к одной из классификационных категорий и распространению на него обоснованных мероприятий по предупреждению загрязнения пласта и условий их реализации. При этом учитывается химический состав остаточной воды и пластовой нефти.

Второй этап решения проблемы качественного вскрытия — составление и внедрение технологических регламентов вскрытия пластов. Последнее позволит сократить сроки освоения скважин в среднем на 20–25 % и увеличить дебиты скважин, особенно начальные, на 15–20 %.

Продуктивные пласты вскрывают бурением как на стадии поисково-разведочных работ, так и при разбуривании залежи с целью ввода ее в эксплуатацию, в основном с применением раствора на водной основе — глинистого нормальной плотности ($1,15–1,25 \text{ г/см}^3$) или утяжеленного мелом ($1,44–1,45 \text{ г/см}^3$), баритом и гематитом ($1,8–2,2 \text{ г/см}^3$) буровые растворы обрабатывают УЩР, ССБ, КМЦ и другими реагентами. Одни и те же буровые растворы применяют для вскрытия различных по своим свойствам коллекторов, имеющих разные характеристики вещественного состава, текстуры и структуры, состава и типа цементирующих веществ, степени отсортированности, окатанности обломочного материала и других элементов, в сумме влияющих на прочностные и фильтрационные характеристики подобного типа коллекторов; теми же буровыми растворами вскрывают карбонатные и другие трещинные коллекторы. В карбонатных породах может быть развит не только гранулярный, но и трещинный тип пористости.

Значительная глинистость пород продуктивного пласта требует особого подхода к его вскрытию. Проникший в призабойную зону фильтрат может вызвать набухание глин, что приведет к сужению поровых каналов и даже частичной их закупорке вследствие диспергирования и перемещения частиц глины потоком жидкости. Наиболее значительное уменьшение проницаемости коллекторов вследствие набухания глин будет иметь место при низких значениях проницаемости призабойной зоны пласта.

В связи с тем, что в результате периодического изменения гидродинамического давления на стенки скважины происходит взаимное диспергирование воды (фильтрата) и флюида, то в определенных условиях в призабойной зоне пласта может образоваться устойчивая эмульсия.

Лабораторными исследованиями, проведенными на естественных и искусственных кернах в России и за рубежом, установлено, что проникающая в призабойную зону пласта вода в определенных условиях снижает естественную фазовую проницаемость коллектора для нефти более чем на 50 %, которая очень медленно восстанавливается или не восстанавливается совсем (табл. 4.1). На коэффициент восстановления проницаемости существенно влияет не только состав воды, применяемой при вскрытии пласта, но и скорость фильтрации (градиент давления). Восстановление проницаемости керна при различных условиях находится в пределах 45–85 %.

Таблица 4.1

Восстановление проницаемости керна

Порода	Первоначальная нефтепроницаемость, мкм ²	Вода	Коэффициент восстановления проницаемости, %	Исследователи
Искусственный песчаник (без примеси глины)	0,6	Пресная	53	Жигач и Паус (б. МИНГ)
	1,0		62	
	1,4		68	
	2,0		74	
	0,4		42	
Девонский песчаник Ромашкинского месторождения	1,2	" "	46	В.А. Шевалдин (ТатНИИ)
	2,0		50	
	0,4		86	
	1,2		84	
	2,0		82	
Юрский песчаник Таллинского месторождения	0,01–0,2	Любая	55	Н.Р. Рабинович (б. ВНИИКР-нефть)

Лабораторными исследованиями также доказано, что добавка к буровому раствору применяемых различных реагентов, улучшающих его механические свойства, может больше снизить естественную проницаемость коллектора. Влияние различных буровых растворов на первоначальную проницаемость пористой среды приведено в табл. 4.2.

Результаты зарубежных исследований аналогичны. Таким образом, как показывают лабораторные исследования, проведенные в России и за рубежом, применение буровых растворов на водной основе, как правило, приводит к существенному необратимому снижению проницаемости коллекторов.

В табл. 4.3 приведены данные о снижении коэффициента продуктивности K скважин на Майкопском газоконденсатном месторождении после закачки в них бурового раствора.

Таблица 4.2

Влияние буровых растворов на проницаемость керна

Буровой раствор	Восстановление первоначальной проницаемости, %
Вода	59,4
Буровой раствор без добавки реагентов	71,7
Буровой раствор + 10 % УЩР	47,5
Буровой раствор + 1 % КМЦ	59,8
Пена	94,2
Раствор на нефтяной основе	95,0

Таблица 4.3

Уменьшение коэффициента продуктивности К

Номер скважины	Продуктивный горизонт	Время, сут		Коэффициент продуктивности, м ³ /МПа		K ₁ /K ₂
		пребывания бурового раствора в скважине	эксплуатации до исследования	до закачки раствора K ₁	после закачки раствора K ₂	
7	I	48	10	683	340	2,0
17	II	1435	182	323	126	2,6
21	II	1498	73	2638	542	4,8
66	II	77	2	1157	902	2,4
14	III	1756	220	1210	355	3,4
18	III	1007	13	805	204	3,9
23	III	55	2	1200	165	7,3
24	III	84	24	2321	859	2,7
30	III	69	113	1575	541	2,9

Видно, что после закачки в скважины бурового раствора коэффициент продуктивности, как правило, уменьшается более чем в 2,5 раза, а по отдельным скважинам в 3,5–4 раза. Кроме того, в отдельных случаях коэффициент продуктивности не достигает своего первоначального значения, а если и достигает, то по истечении длительного периода непрерывной эксплуатации. Так, скв. 14 находилась под воздействием бурового раствора в течение 1756 сут, затем эксплуатировалась 220 сут, после чего была вторично исследована. При этом коэффициент продуктивности оказался ниже первоначального в 3,4 раза. Сква. 17 находилась под действием бурового раствора в течение 1435 сут. После 182 сут эксплуатации на скважине произвели исследования, коэффициент продуктивности оказался ниже, чем до воздействия бурового раствора.

Приведенные примеры убедительно показывают, что проникновение в пласт фильтрата и бурового раствора отрицательно влияет на его коллекторские свойства, в результате чего удлиняются сроки освоения скважин, снижается их производительность, уменьшается коэффициент нефтеотдачи, а на различных площадях по этой причине могут быть пропущены отдельные продуктивные пласты и пропластки.

Большие осложнения возникают при вскрытии продуктивных пластов в скважинах глубиной 4000–5000 м. На большой глубине трудно регулировать давление на забое вследствие высокого пластового давления и температуры, а также периодического проникновения в буровой раствор газа. Положение усугубляется еще тем, что приходится прибегать к утяже-

лению бурового раствора до плотности $1,8-2,2 \text{ г/см}^3$. В этих условиях, чтобы избежать возможных проявлений пласта, вскрытие его проводят при весьма большом превышении давления на забое над пластовым. Это влечет за собой разрыв пласта и уход в него больших количеств раствора, в особенности при частых спускоподъемных операциях, когда имеет место резкое изменение гидродинамического давления на стенки скважин.

О чрезмерном превышении (в %) давления в стволе скважин в процессе вскрытия над пластовым можно судить по следующим фактическим данным:

Куйбышевская область	18—48
Украина	50—80
Азербайджан	60—120

Вследствие этого глубина проникновения фильтрата в продуктивный пласт может быть весьма велика. По данным специальных исследований она составляла на нефтегазовых месторождениях Азербайджана $1,4-2,5 \text{ м}$, на Майкопском газоконденсатном месторождении $0,5-3,0 \text{ м}$, на Самотлорском месторождении $6-37 \text{ м}$ и т.д.

Наиболее глубокое проникновение фильтрата и твердой фазы бурового раствора отмечается в процессе вскрытия трещинных коллекторов.

Значения глубины зоны изменений проницаемости (ухудшенной), определенной в результате гидродинамических исследований на Речицком и Самотлорском месторождениях, составили соответственно $28-80$ и $6-34 \text{ м}$.

Изучение механизма явлений, происходящих в призабойной зоне пласта при проникновении в него фильтрата бурового раствора, показывает, что часть порового пространства оказывается занятой водой. Вследствие этого флюид при своем движении к забою во время освоения скважины встречает огромные препятствия, а проникшая в продуктивный пласт вода полностью не вытесняется и часть ее остается в призабойной зоне.

Если в процессе эксплуатации скважины часть фильтрата бурового раствора извлекается из высокопроницаемых пластов и прослоев, то малопроницаемые пласты и прослои могут быть необратимо закупорены. Количество проникающего в пласт фильтрата и твердой фазы бурового раствора зависит от его качества, значения противодействия на пласт в процессе его вскрытия, степени трещиноватости коллектора, времени контакта бурового раствора с пластом.

Цементирование эксплуатационной колонны может также оказывать отрицательное влияние на проницаемость призабойной зоны, особенно когда пластовое давление ниже гидростатического. В первом случае происходит проникновение в пласт не только фильтрата цементного раствора, но и собственно раствора, так как при цементировании эксплуатационной колонны почти во всех случаях применяют цементный раствор плотностью $1,8 - 1,85 \text{ г/см}^3$. Конструкция скважины в большинстве случаев подчиняется задачам успешной проходки ствола скважины, хотя и не всегда отвечает условиям сохранения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия.

Освоение скважины, вызов притока нефти из пласта после перфорации также значительно влияют на продуктивность, работающую мощность и степень дренирования пласта. Выбор рациональной технологии вскрытия продуктивных пластов и всего комплекса завершения скважины обуславливает эффективность геологоразведочных работ, улучшает приток нефти и газа из малопроницаемых пропластков, увеличивает текущую производительность скважин, способствует повышению нефтегазоотдачи пластов.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов на проницаемость пористой среды, проведенные в России и за рубежом, показывают, что продуктивные пласты необходимо вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

4.2.1. ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Последовательность операций, проводимых при завершении скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях, принципиально не отличается от выполнения аналогичных работ на нефтяных месторождениях. Однако оптимальная технология вскрытия пласта имеет свои особенности. Например, при вскрытии газового пласта на Уренгойском месторождении, представленного кварцевыми песками и песчаниками с малым содержанием глинистого цемента, нецелесообразно использовать растворы на углево-

дородной основе или на основе специальных химических реагентов.

На этом и некоторых других газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири экономически обосновано применение существующей технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, предотвращающими снижение естественной проницаемости пласта. В то же время, когда, применяя существенную технологию, не удастся получить промышленный приток газа, необходимо искать растворы новых типов. Примером могут служить условия вскрытия продуктивного пласта на Астраханском газоконденсатном месторождении, где газовая залежь представлена коллекторами порово-трещинного типа большой мощности. В течение нескольких лет продуктивные объекты на Астраханском месторождении вскрываются с промывкой глинистым хлоркальциевым раствором плотностью $1,75 \text{ г/см}^3$. В результате существенно снижается проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта, освоение скважин затрудняется и требуется неоднократное проведение мероприятий по интенсификации притока газа. Так, на скв. 8 получить приток газа из пласта смогли только после трехкратного проведения солянокислотных обработок. Конструкция скважин в зоне многопластовой залежи должна выбираться исходя из условия достижения максимального охвата дренированием каждого продуктивного объекта и всей залежи в целом. Решить этот вопрос возможно в результате раздельного опробования каждого объекта разработки.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений Северного Кавказа, Средней Азии и других регионов свидетельствует о том, что в тех случаях, когда при вскрытии и опробовании многопластовых продуктивных залежей не учитываются особенности отдельных эксплуатационных объектов, конечный коэффициент газоотдачи составляет немного более 50 %. Так, в начальный период разработки Ленинградского газоконденсатного месторождения во всех скважинах осуществлялось вскрытие всего газонасыщенного интервала единым фильтром. В результате одновременной эксплуатации сразу всех продуктивных пачек планируемый объем добычи газа и конденсата обеспечивался меньшим числом скважин. Однако за сравнительно короткий период времени произошло опережающее обводнение контурными водами второй, наиболее продуктивной пачки, обладающей наилучшими коллекторскими свойствами и наибольшими запасами

газа и конденсата. Несмотря на принятые мероприятия, направленные на повышение конечной газоотдачи (бурение новых скважин с комбинированной системой вскрытия промежуточного горизонта, возврат на нижележащие продуктивные пачки и др.), коэффициент газоотдачи обводненной зоны второй продуктивной пачки составил всего 56 %.

Аналогичные условия наблюдаются при эксплуатации скважин на Майкопском и Кущевском газоконденсатных месторождениях, где текущий коэффициент газоотдачи обводнившихся продуктивных пачек составляет 0,44 – 0,57 и 0,79 соответственно.

Требованиям качественного вскрытия газовых пластов с коэффициентом аномальности пластового давления ниже 0,8 от гидростатического в большой степени удовлетворяет применение газообразных и пенных агентов для очистки скважины от выбуренной породы. В качестве газообразных агентов применяют воздух, дымовые газы от специального дымогенератора, азот, природный и углекислый газы. Несмотря на бесспорный положительный эффект, получаемый при использовании газообразных агентов, заключающийся в сохранении естественной проницаемости призабойной зоны пласта и повышении дебитов скважин, данный способ все еще не находит широкого применения на практике.

Широкому внедрению способа вскрытия пласта с продувкой препятствуют недостатки, присущие каждому газообразному агенту. Например, при использовании воздуха в стволе скважины образуются взрывоопасные смеси, приводящие к тяжелым авариям. Использование азота или углекислого газа сдерживается из-за их относительно высокой стоимости и отсутствия специального оборудования. Применение природного газа сопряжено с опасностью его возгорания и неизбежностью значительных потерь газа. И наконец, независимо от типа используемого газообразного агента, сложившаяся технология имеет существенный недостаток — не ограничивается верхний предел скорости восходящего потока газообразного агента. Это приводит к чрезмерному износу бурильной и обсадной колонн, а также к разрушению устьевого оборудования.

СевКавНИИГазом совместно с ПО "СевКавГазпром" разработаны технология и технологическое оборудование для вскрытия газоносного пласта в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) с продувкой забоя выхлопными газами двигателя внутреннего сгорания (ДВС), обеспечивающими равновесие давления в системе скважина — пласт. Ис-

пользование выхлопных газов ДВС исключает образование взрывоопасной смеси в скважине, а технология предполагает регулирование скорости восходящего потока, что предупреждает износ устьевого оборудования.

Для вскрытия газового пласта с применением выхлопных газов ДВС необходимо следующее технологическое оборудование:

- компрессорные установки с подачей 30–50 м³/мин на рабочее давление 3,0 МПа;

- устьевые вращающиеся герметизаторы на рабочее давление 5,0–10,0 МПа;

- для охлаждения и очистки выхлопных газов могут быть использованы серийно выпускаемые нашей промышленностью аппараты воздушного охлаждения АВГ-П-160 РР и маслолагоотделители типа Ве-1.

Разработанные технология и технологическое оборудование успешно используются на газовых месторождениях ПО "СевКавГазпром" при ликвидации песчаных пробок в газовых скважинах.

Не находит широкого применения в бурении нефтяных и газовых скважин также и технология вскрытия пласта с промывкой пенами. Основными факторами, тормозящими использование пен при вскрытии продуктивных пластов с аномально низким давлением, являются:

- большие затраты энергии и материалов на приготовление и разрушение пенного промывочного агента, а также на его очистку от выбуренной породы;

- потребность в дополнительном специальном технологическом оборудовании;

- недостаточная изученность процессов, происходящих в скважине и призабойной зоне пласта при промывке пеной.

СевКавНИИгазом разработана новая технология вскрытия пласта на истощенных газовых месторождениях промывкой скважины трехфазной пеной по замкнутой герметизированной системе циркуляции. Данная технология обеспечивает многократное использование минимально необходимого для промывки скважины объема трехфазной пены при условии высокого качества вскрытия продуктивного пласта с аномально низким давлением.

В результате установлено, что применение данной технологии позволяет:

- вскрывать пласты с давлением, равным 0,1–0,3 от гидростатического, без существенных поглощений, обеспечивая высокое качество проводимых работ;

существенно экономить энергию и материалы в процессе промывки скважины;

исключить аварийные ситуации при газопроявлениях;

не допускать загрязнения окружающей среды;

увеличить добычу газа за счет ввода в эксплуатацию новых или бездействующих скважин, в которых вскрыть пласт с промывкой глинистым раствором, водой или различными эмульсиями не представляется возможным.

Другим перспективным направлением совершенствования технологии проводки скважин и вскрытия продуктивных пластов является бурение с регулированием дифференциального давления в системе скважина — пласт. Суть этого метода заключается в том, что процесс бурения осуществляется при так называемом сбалансированном давлении или равновесии между пластовым и гидродинамическим давлениями в скважине. Для этого изучены условия формирования залежей с АВПД и построены карты их распространения по опорным горизонтам в ряде районов страны.

Разработаны и внедряются методики прогнозирования пластовых давлений с применением различных способов каротажа скважин и на базе непосредственных замеров изменения плотности глинистых пород в зависимости от глубины.

Созданы опытные образцы специального оборудования для регулирования давления и сепарации газа и технические средства прогнозирования пластовых давлений.

В СевКавНИИгазе разработана технология вскрытия продуктивного пласта на равновесии путем регулирования дифференциального давления в условиях герметизированной системы циркуляции, что дает возможность существенно упростить технологическую схему промывки и плавно регулировать давление промывочного агента в системе.

Специфической особенностью герметизированной системы циркуляции является наличие буферного компенсатора, позволяющего производить подачу бурового раствора от устья к приему насосов по трубопроводу под давлением параллельно открытой системе циркуляции. Это позволяет оперативно применять различные модификации технологии равновесного бурения:

бурение на равновесии — проведение полного цикла буровых работ (спуск, подъем, бурение) при $p_3 = p_{пл}$;

бурение с избыточным давлением — проведение полного цикла буровых работ при $p_3 > p_{пл}$;

бурение с использованием двух растворов, когда равенство $p_3 = p_{пл}$ имеет место при бурении, а спускоподъемные опе-

рации осуществляются после замены раствора в скважине на более тяжелый;

бурение с загерметизированным устьем, когда давление на забое скважины в статическом состоянии меньше пластового (т.е. $p_z < p_{пл}$).

При этом буровые работы осуществляются с применением комплекса герметизирующих устройств на устье скважины.

В промысловой практике немало примеров, когда скважины, показавшие хорошие признаки нефтегазоносности в процессе бурения, после цементирования эксплуатационной колонны при освоении дают очень низкий приток из продуктивного объема. Например, по ряду скважин Укрнефти, где цементирование велось при высокой репрессии на пласты, так как высота подъема цементировочного раствора в одну ступень была более 1000 м над кровлей продуктивного пласта, притока нефти при освоении получено не было. В то же время в идентичных геолого-физических условиях по скважинам, цементировавшимся при меньшей репрессии на пласты (высота подъема цементного раствора над пластом составляла 200–600 м), был получен значительный приток нефти.

Подобные факты наблюдаются и в других нефтегазодобывающих районах страны (Краснодарнефтегаз, Кубаньгазпром, Азнефть, ГлавТюменнефтегаз, Туркменнефть и др.). При этом отмечено, что превышение репрессии при цементировании в 1,5–2,0 раза выше пластового давления приводит к полному отсутствию промышленного притока нефти из скважины, особенно при высоких фильтрационных свойствах применявшегося тампонажного раствора. В этих случаях необходимо применение облегченных тампонажных растворов с пониженной водоотдачей.

Практически этого можно достигнуть осуществлением следующих мероприятий:

ограничением высоты подъема тампонажного раствора в одну ступень путем применения специальных муфт при определенной скорости подъема раствора за колонной и уменьшении показателей его структурно-механических свойств, что позволяет снизить репрессию на пласты;

снижением плотности тампонажного раствора (по всей высоте зоны цементирования или выше кровли продуктивного пласта) путем применения облегчающих добавок или аэрацией;

уменьшением фильтратоотдачи тампонажных растворов путем добавок полимеров или применения растворов на угле-

водородной основе, что позволяет снизить эффект закупоривания фильтрационных каналов в коллекторе вследствие гидратации его глинистых компонентов, выпадения солевых осадков и проявления поверхностных сил;

креплением продуктивного пласта без цементирования с использованием гравийных фильтров, обсадки продуктивного пласта перфорированной колонной-фильтром (хвостовиком), цементированием с установкой пакера в кровле продуктивного пласта и закачкой тампонажного раствора за колонну через спецмуфту выше пакера и др.;

оставлением необсаженного (открытого) ствола в зоне продуктивного пласта со спуском и цементированием эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта.

Целесообразность применения того или иного мероприятия из перечисленных выше определяется геолого-физическими особенностями месторождений и устанавливается специальными исследованиями, которые требуют своего развития.

Качество цементирования колонн обусловлено не только степенью снижения продуктивности пластов, но и надежностью их разобщения. Качественное надежное разобщение пластов при цементировании колонн приобрело особое значение на месторождениях, в разрезе которых водоносные горизонты удалены от нефтеносных на незначительное расстояние. В последние годы с вводом в разработку месторождений со слабопродуктивными пластами и так называемыми "водоплавающими" залежами особенно остро встал вопрос о качестве разобщения пластов, отделения продуктивных частей разреза от водоносных.

Анализ промыслового материала показал, что на обводнение скважин большое влияние оказывают геологическое строение продуктивной части разреза и создаваемая при освоении и эксплуатации скважин большая депрессия на слабопродуктивные пласты. Вместе с тем существенное влияние оказывают технологические факторы процесса цементирования. Для повышения качества цементирования в каждом районе вводятся свои регламенты на вскрытие и крепление пластов, особое внимание обращается на "водоплавающие" залежи. Эти регламенты должны предусматривать:

применение буровых растворов с минимальными реологическими параметрами и водоотдачей;

использование буферных жидкостей;

обеспечение контакта цементного камня с колонной и породой;

установку заколонных пакеров;
оценку плотности цементного камня, качества разобшения по результатам замеров АКЦ-1;
регламентирование давления при цементировании и депрессии на пласты в процессе освоения и эксплуатации скважин;
проведение специальных изоляционных работ и повторного вскрытия.

При наличии зон АНПД в разрезах скважин с целью обеспечения поднятия цементного раствора до проектной высоты используют газонаполненные тампонажные системы, полученные путем подачи воздуха компрессором или эжектором-аэратором в поток закачиваемого в скважину тампонажного раствора или с применением рецептур цементных растворов, включающих газогенерирующие реагенты. Трехфазные газонаполненные тампонажные системы обладают низкой плотностью, повышенной блокирующей способностью за счет наличия газовой фазы при снижении нагрузок вышележащего столба вследствие зависания, обеспечивают поддержание внутрискважинного давления на уровне 90 % от условно-гидростатического, получение малопроницаемого прочного цементного камня с повышенными адгезионными связями.

Аэрированные тампонажные суспензии представляют собой устойчивую смесь дисперсий (газа, жидкости, твердой фазы), полученную путем аэрирования тампонажного раствора, который готовят из портландцемента или алитового цемента, затворенного на технической воде.

В качестве пенообразователей следует применять поверхностно-активные вещества, превоцел марок NG-10, NG-12, смеси неионогенных и анионных ПАВ, образующих устойчивую пену в среде тампонажного раствора.

В качестве замедлителей времени загустевания цементного раствора рекомендуется использовать НТФ и ОЭДФ. Количество замедлителя подбирается исходя из конкретных условий.

Степень аэрации (отношение объема воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему тампонажного раствора) выбирается из условия получения средней плотности столба тампонажного раствора, обеспечивающей подъем его до проектной высоты без осложнений. Требуемая степень аэрации достигается подбором соотношения расхода жидкой и газовой фаз в зависимости от имеющихся технических средств. Аэрацию производят компрессорами высокого давления или компрессором буровой установки в совокупности

с эжектором-аэратором. До блока или к блоку манифольдов подсоединяется гидравлический активатор, а в нагнетательной линии после блока манифольдов размещают струйный диспергатор-смеситель. Подачу пенообразователя осуществляют цементировочным агрегатом через гидроактиватор к блоку манифольдов.

Основные контролируемые параметры аэрированных суспензий следующие: кратность пены, которая должна быть больше или равна 3; устойчивость — отношение объема цементного камня к объему аэрированного тампонажного раствора, которая должна быть равна 1 или 100 %; растекаемость приблизительно 14 см; плотность аэрированного раствора не более $0,2 \text{ г/см}^3$; время загустевания, определяемое на цементных растворах с добавками пенообразователей и других реагентов без принудительной аэрации (к полученному времени загустевания добавляют 20 мин — поправка на замедляющий эффект аэрации).

Процесс цементирования скважин газонаполненными тампонажными материалами включает применение в качестве буферной жидкости трехфазной пенной системы с содержанием твердой фазы портландцемента. Такая система в общем удовлетворяет основному назначению буферной жидкости — предотвращать смешение промывочной жидкости и цементного раствора.

Рекомендуемый диапазон добавок цемента для получения стабильной буферной жидкости составляет 20–35 %. Эта система имеет запас свободной жидкости, способной участвовать в формировании новой структурированной и подвижной системы с глинистой фазой промывочной жидкости и компонентами глинистой корки. Придание буферной жидкости химически активных свойств при контактировании с глинистой коркой позволяет помимо выполнения разделительной функции, достичь эффекта разрушения глинистой корки и выноса ее части из зоны цементирования. Известна рецептура химически активной буферной жидкости, при применении которой время полного разрушения фильтрационной корки толщиной 3 мм в нормальных условиях составляет 1–5 мин (в зависимости от концентрации компонентов используемого состава). Компоненты этой жидкости некоррозионно-активны и широко выпускаются отечественной промышленностью. Используют буферную жидкость объемом от 3 до 6 м³.

Физические особенности добываемого флюида газоконденсатных скважин (низкая вязкость, малая плотность) обуславливают повышенную вероятность каналообразования в

затрубном пространстве в период ожидания затвердевания цементного раствора. Наиболее эффективными методами регулирования седиментационной устойчивости и изолирующей способности являются снижение водоцементного отношения до допустимых значений с применением пластификаторов, повышение вязкости жидкости затворения путем растворения в ней высокомолекулярных полимеров, например гипана, КМЦ, ПВС и т.д., повышение удельной поверхности порового пространства введением тонкодисперсных наполнителей, сокращение сроков схватывания, т.е. обеспечение минимума времени от окончания цементирования до момента начала схватывания тампонажного раствора в заколонном пространстве.

4.2.2. ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Выбор варианта заканчивания горизонтальных скважин (вскрытие пласта горизонтальным стволом) определяется типом пластов, их однородностью, прочностью, характером флюидов и др. Поэтому основная задача (и основная трудность) состоит в получении этих данных.

В зарубежной практике опробованы различные варианты заканчивания горизонтальных скважин с использованием перфорированной потайной колонны: горизонтальный дренирующий участок не обсажен; потайная колонна полностью зацементирована; предварительно перфорированная потайная колонна частично зацементирована или оснащена внешними пакерами.

В случае одного дренирующего коллектора, который обнажается горизонтальным участком ствола скважины, и если геохимическая характеристика пласта позволяет, неповрежденный горизонтальный ствол не цементируется, но может быть обсажен предварительно перфорированной потайной колонной. В противном случае, при наличии трещин, пересечении нескольких пластов, газовых шапок, водоносных горизонтов в проекты закладывают обычно один из следующих методов.

1. Использование внешних пакеров, которыми весь вскрытый ствол может быть разбит на несколько секторов, что позволяет стимулировать выбираемую зону, изолировать зону, заполненную водой или газом из газовой шапки. Цементирование не исключается при наличии пакеров.

2. В случае необходимости проведения гидроразрыва хвостовик цементируется (в том числе при наличии специальных пакеров). Цементирование (с пакерами или без них) может быть необходимо для изоляции верхней части пласта (горизонтальное напластование), в который нежелательно поступление газа из газовой шапки (или поступает верхняя вода). При изоляции газовой шапки рекомендуется частичное цементирование горизонтального участка; при гидроразрыве пласта требуется цементировать весь участок.

В зарубежной практике рекомендуется выбирать окончательный вариант заканчивания скважин только после ознакомления с характеристиками пласта и ранее пробуренных скважин (если такие есть).

Вскрытие продуктивного пласта следует осуществлять с использованием специальных жидкостей, требования к которым должны быть более жесткими, чем в случае вскрытия продуктивного пласта вертикальным стволом скважины. Такое требование оправдывается тем, что вскрытие (образование дренажного канала) пласта проводится на значительном участке, и, следовательно, загрязнение пласта тоже может быть весьма существенным.

Спуск сплошной (или потайной) колонны при современных технико-технологических возможностях (особенно в случае небольшой протяженности горизонтального участка) не сложен. Но важнейшим вопросом является ее цементирование. Поэтому наибольшее внимание должно быть уделено специальным (по всей вероятности, жестким) центраторам.

Цементирование обсадной колонны (лайнера) должно обеспечить равномерное вытеснение бурового раствора цементным из заколонного пространства. В зарубежной практике удовлетворительное цементирование колонны достигается применением стабилизаторов и жестких центраторов, в отечественной — жестких центраторов.

Необходимо разработать требования к тампонажному раствору и технологии цементирования. Если основные технологические параметры процесса цементирования должны уточняться по мере накопления опыта применительно к различным площадям и геолого-физическим условиям, то тампонажные растворы следует подбирать конкретно к каждой скважине по известным методикам. Но общими и обязательными для всех условий должны быть седиментационная устойчивость, нулевой водоотстой и низкая (этот вопрос требует экспериментальной доработки) водоотдача. Применительно к цементированию горизонтальных стволов скважин необхо-

димо радикально изменить требования к цементному раствору. После цементирования в горизонтальном дренажном канале не должна скапливаться вода; объем тампонажного раствора не должен уменьшаться (при переходе раствора в гелеобразное состояние); тампонажный раствор должен быть равноплотным по диаметру; скоплений бурового раствора в горизонтальном стволе не должно быть во избежание его обезвоживания и образования каналов при контакте с твердеющим цементным раствором — камнем.

Однако при проведении горизонтального канала в однородном пласте жесткие требования к тампонажному раствору и технологии цементирования могут быть распространены на краевые участки; в случае же фациально-неоднородного пласта, наличия трещинообразований, перемежаемости требования должны выдерживаться по всем правилам технических условий.

Необходимо применять буферные разделительные жидкости между вытесняемым буровым и вытесняющим тампонажным растворами. Объем буферной жидкости (и ее характеристика) должен быть таким, чтобы обеспечить вытеснение бурового раствора. Если ее применение чем-либо ограничено, то следует увеличивать объем тампонажного раствора (для тех же целей).

Важнейший этап работы — контроль качества цементировочных работ; приборы, спускаемые в скважину, должны центрироваться (используются специальные прокладки под приборы в обсадной колонне, но их установка не должна помешать сигналу датчика).

Перфорацию обсадной трубы и цементного кольца следует производить с использованием специальных жидкостей и перфораторов, спускаемых на НКТ.

В США большое внимание уделяется сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов при их вскрытии. Решающее значение при этом имеет выбор бурового раствора при заканчивании скважин. Буровые растворы специально готовят для вскрытия продуктивного пласта, при цементировании, перфорации, возбуждении притока, а также для создания столба жидкости над пакером и перед ним.

Отсюда происходит деление специальных буровых растворов на две большие группы:

1. Жидкости, не созданные специально для заканчивания скважин, но применяемые в процессе этих работ ввиду соответствия свойств той или иной жидкости требованиям, предъявляемым к определенной операции, или вследствие до-

ведения этих свойств до требуемого уровня специальной обработкой.

2. Жидкости, специально созданные для заканчивания скважин, в частности, для конкретного вида работ. Они имеют низкую водоотдачу. Компоненты таких жидкостей либо растворимы в нефти, кислоте, воде, либо способны биологически разлагаться (любое загрязнение в результате их применения может быть установлено). Сюда могут быть отнесены рассолы со специальной системой утяжеления или со специально подобранными наполнителями, выполняющими в процессе заканчивания скважин определенные функции, а также меловые эмульсии и стабильные пены.

Л. Карней за основу классификационного признака берет содержание твердой фазы в растворе. Буровые растворы, не содержащие твердой фазы, относятся к так называемым чистым жидкостям — морская и промысловая вода и водные растворы хлорида натрия и кальция. Последние способствуют предотвращению набухания глинистых частиц. Температурные пределы применения таких растворов определяются реагентами, используемыми для увеличения вязкости растворов. Растворы, содержащие твердую фазу, в случае, если их введение не было предусмотрено технологией проведения работ, как правило, оказывают отрицательное воздействие на продуктивный пласт. Поэтому наиболее перспективной с точки зрения заканчивания скважин является первая группа растворов. В эту группу, в частности, могут входить вода (практически не обладает способностью ингибирования), растворы солей и углеводородные жидкости.

“Чистые” жидкости, как и жидкости, содержащие твердую фазу, могут служить причиной снижения производительности скважины в результате их свободного проникновения в пласт, наличия частиц, которые могут закупорить пласт, высокой концентрации сульфатов, (химической реакции с образованием твердых осадков) выпадения из нефти тяжелых углеводородов, набухания глинистых материалов в песчаном пласте, а также наличия микроорганизмов).

Углеводородные растворы нашли широкое применение в практике заканчивания скважин и обеспечивают их максимальную естественную производительность. Наибольший интерес среди этих растворов представляют растворы на нефтяной основе (РНО), в которых в качестве дисперсионной среды используется нефть и которые в качестве фазы могут содержать воду. Из РНО нашли применение два различных типа растворов: собственно растворы на нефтяной основе и

обращенные эмульсии. У обоих в качестве дисперсионной фазы используется нефть и содержится некоторое количество воды в качестве обращенной эмульсии. В обращенных эмульсиях содержится 20–75 % воды, которая позволяет регулировать реологические и фильтрационные свойства. Для улучшения реологических и фильтрационных свойств этих растворов при бурении в условиях действия высоких температур вводятся модифицированные глины. Обращенные эмульсии имеют нулевую статическую водоотдачу: динамическая водоотдача при $\Delta p = 70$ МПа составляет 7–10 м³. При обратном отмыве керна качественные эмульсионные растворы обеспечивают 90–98%-ный возврат к первоначальной скорости фильтрации.

В растворах на нефтяной основе может содержаться до 20 % воды. Для поддержания фильтрационных и реологических свойств в этих растворах используются материалы, имеющие коллоидные размеры (окисленный на воздухе битум).

Интересен опыт использования обращенных эмульсий в штате Техас. Их применение позволило осуществить разработку месторождений Сикобо. Продуктивный пласт, залегающий на глубине 660 м, представлял собой частое чередование пропластков толщиной 1,8–3 м с пропластками мягких, легкоосыпающихся глин. При использовании водных растворов глины набухали и закупоривали каналы для притока нефти. Добыча нефти не превышала 6,4–9,6 м³/сут. Использование эмульсионных растворов предотвратило набухание глин и позволило эксплуатировать песчаники на полную мощность. Скважина фонтанировала с дебитами 14,3–23,9 м³/сут.

Широкие возможности для применения в области заканчивания скважин имеют меловые эмульсии. Эмульсии готовятся на основе нефти, а стабилизация ее достигается с помощью тонко измельченного мела. Меловые эмульсии легко растворяются в кислоте, имеют малую водоотдачу. Они применяются при вскрытии карбонатных пластов (в которых почти всегда проводятся кислотные обработки), для разбуривания водовосприимчивых песчаников и т.д.

В США при заканчивании скважин для вскрытия продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением находят широкое применение пены.

Основной задачей при вскрытии продуктивных пластов является сохранение естественных коллекторских свойств ПЗП для последующего обеспечения полной отдачи потенци-

альных дебитов флюидов из продуктивных пластов за сравнительно короткое время освоения и эксплуатации.

Главным определяющим параметром при бурении основного ствола и интервала продуктивных пластов с целью предотвратить фильтрацию полимерного раствора в проницаемые интервалы является его динамическая вязкость, обеспечивающая одновременно резкое снижение коэффициента проницаемости пористой среды. При применении полимерных растворов рекомендуется доводить содержание полимера в растворе до 0,3–0,4 %, КМЦ — до 0,1–0,2 % и смазочных добавок типа сайпан, гипан — до 0,1–0,2 %.

Кроме того, рекомендуется для обеспечения качества разобщения разнонапорных проницаемых пластов и подъема тампонажного раствора на проектную высоту в процессе бурения и перед спуском эксплуатационных колонн проведение в открытом стволе с применением пакеров гидродинамических исследований с осуществлением изоляционных работ для получения достаточной гидропрочности всего ствола скважин.

Сохранение природных коллекторских свойств продуктивных горизонтов и потенциальной продуктивности скважин зависит от следующих основных факторов (В.Н. Поляков и др.):

геолого-физических условий и гидродинамического состояния вскрываемых бурением флюидосодержащих пластов интервала продуктивных отложений (количество и взаиморасположение проницаемых пластов и гидроизолирующих перемычек, положение ВНК и ГНК, фильтрационные свойства коллекторов, начальное и текущее пластовые давления, градиент давления между разнонапорными пластами, свойства пластовых флюидов, пластовая температура);

технологических условий первичного вскрытия, освоения и пуска скважины в эксплуатацию (забойные дифференциальные давления, степень гидроизоляции проницаемых пластов от ствола и друг от друга, режимы освоения и эксплуатации скважин);

гидродинамических, физико-химических и химических взаимодействий на поверхности раздела фаз — горных пород с буровым раствором, обуславливающих взаимопроникновение бурового раствора и пластового флюида в гидравлически сообщающейся системе, формирование и расформирование гидроизолирующего слоя в проницаемых породах.

С учетом отмеченного методы вскрытия продуктивных отложений для эффективного сохранения коллекторских

свойств продуктивных горизонтов должны отвечать ряду основных требований:

- формировать в проницаемых стенках ствола гидроизолирующий слой, фильтрационные и прочностные характеристики которого практически исключают гидравлическую связь всех вскрываемых бурением пластов со скважиной как при положительных, так и при отрицательных забойных дифференциальных давлениях, изменяющихся в технологически допустимых пределах;

- обеспечивать долговременную изоляцию непродуктивных горизонтов на стадии подготовки ствола к креплению;

- создавать условия для эффективного восстановления гидравлической связи нефтегазовых пластов со скважиной на стадиях освоения и эксплуатации.

На основании изложенного могут быть сформулированы принципы и обоснованы следующие критерии сравнительной оценки качественных и количественных показателей вскрытия продуктивных отложений:

- коэффициент полной приемистости интервала продуктивных отложений;

- градиент давления испытания ствола на гидромеханическую прочность;

- максимальные дифференциальные забойные давления при вскрытии продуктивных отложений;

- сравнительные геолого-физические характеристики и параметры пластов продуктивных отложений (толщина пластов и гидроизолирующих перемычек, пластовые давления и температура, удельный дебит, коэффициенты продуктивности, гидропроводности, ПЗП, скин-фактор, обводненность продукции);

- показатели качества разобщения продуктивных горизонтов в заколонном пространстве от водоносных пластов (однородность цементного камня по плотности и сплошность по высоте, отсутствие или наличие заколонных перетоков, притока чуждых пластовых флюидов к фильтру скважины).

4.2.3. ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В отечественной практике бурения приняты следующие положения.

1. Буровой раствор для вскрытия продуктивных горизонтов выбирается исходя из необходимости сведения к мини-

муму отрицательных последствий от его воздействия на фильтрационные свойства самых низкопроницаемых пород (базисных), способных отдавать содержащуюся в них нефть при планируемой технологической схеме разработки месторождения.

2. Вид жидкой фазы бурового раствора, ингибитора и необходимость применения при вскрытии ПАВ — понизителей поверхностного натяжения на контакте нефть — фильтрат определяются типом породы, а также активностью пластовых жидкостей. Нефть считается активной при наличии в ней свыше 0,3 % нафтеновых кислот. Остаточная вода считается активной, если преобладающим катионом в ней является натрий, а $pH > 7$ (класс А, по В.А. Сулину). Концентрация ингибитора в фильтрате должна быть не менее минерализации остаточной воды, однако увеличение ее более 35 г/л нецелесообразно.

3. Для песчано-алевролитовых пород с остаточной водой, где преобладают катионы кальция, в качестве ингибитора следует применять реагенты, поставляющие катионы кальция в количестве, обеспечивающем равенство минерализаций фильтрата бурового раствора и остаточной воды. Если обеспечение такого равенства невозможно, то в качестве ингибитора следует применять хлорид натрия, концентрация которого в фильтрате раствора должна быть не менее минерализации остаточной воды. Оптимальная концентрация хлорида натрия должна быть не выше 35 г/л.

4. Для предотвращения попадания бурового раствора в трещины вскрываемого пласта необходимо вводить в него крупнодисперсный наполнитель в количестве не менее 5 % общего количества в растворе твердой фазы. При вскрытии пласта, сложенного относительно прочными трещиноватыми породами (известняками, доломитами, уплотненными песчаниками и алевролитами), диаметр частиц наполнителя должен быть больше 1/3 раскрытости трещин. Перед вскрытием пласта, сложенного мягкими породами (глина, мергель), в буровой раствор следует вводить наполнитель с диаметром зерен не менее 400 мкм.

5. При отсутствии данных о раскрытости трещин дисперсность наполнителя (максимальный диаметр частиц) определяется возможностью удержания его во взвешенном состоянии в буровом растворе с допустимыми для бурения скважины структурно-механическими свойствами.

6. Для создания условий, позволяющих ликвидировать в отдельных трещинах закупоривающие пробки, в буровой

раствор перед вскрытием пластов трещинного типа следует вводить кислоторастворимые компоненты — не менее 30 % от объема крупнодисперсного наполнителя.

4.2.4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОНЦЕНТРАЦИИ ИНГИБИТОРА В ФИЛЬТРАТЕ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Расчет концентрации ингибитора в фильтрате бурового раствора производится с целью определения исходных данных для обработки раствора реагентами, поставляющими катионы кальция или калия, и создания в конечном счете возможности замещения в пределах призабойной зоны пласта активно гидратирующихся катионов менее активными. Эта операция производится только в том случае, когда планируется вскрывать пласт, породы которого содержат в обменных позициях мелкодисперсных компонентов в основном катионы натрия. Для расчета необходимо знать остаточную водонасыщенность базисной породы, состав и минерализацию остаточной воды.

1. Остаточная водонасыщенность базисной породы определяется по данным, приведенным в качестве исходных при подсчете запасов нефти. Если такие данные отсутствуют, то следует пользоваться усредненными результатами определения водонасыщенности центрифуг — методом в аналогичных по характеристике породах. Предельное значение водонасыщенности, используемое при расчетах концентрации ингибитора, следует принимать равным 50 %.

2. Состав и минерализацию остаточной воды (при отсутствии ее фактической характеристики) следует определять по составу и минерализации законтурной воды. В зонах с отсутствием свободного водообмена остаточная вода по своему составу практически не отличается от воды законтурной. В остальных случаях возможное превышение минерализации остаточной воды над минерализацией воды законтурной следует учитывать с помощью специального коэффициента d . С учетом потерь ингибитора в зоне проникновения фильтрата этот коэффициент для законтурной воды с минерализацией более 60 г/л следует принимать равным 1,2; с минерализацией от 60 до 20 г/л — 1,3 и с минерализацией менее 20 г/л — 1,5. При наличии данных, характеризующих фактический состав остаточной воды, коэффициент d следует принимать равным 1,1.

3. Концентрация ингибитора $M_{ин}$ в фильтрате бурового раствора (в ионной форме) в том случае, когда преобладающим катионом в остаточной воде является натрий, рассчитывается по формуле

$$M_{ин} = d \frac{2M_{Na}}{100 - B} B,$$

где d — коэффициент, учитывающий потерю ингибитора (за счет адсорбции) в зоне проникновения фильтрата и возможное превышение минерализации остаточной воды над минерализацией законтурной воды; M_{Na} — содержание катионов натрия в остаточной воде, моль/л; B — водонасыщенность, %.

4.3. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Наиболее интересные и серьезные работы в области разработки и широкого применения буровых растворов для заканчивания скважин принадлежат компании "Эм-Ай Дриilling Флюидз К° ЛТД", которая является ведущей в мировой практике по производству и применению (сервис) буровых растворов и материалов для любых геолого-физических условий. Развитие горизонтального бурения привело к разработке этой компанией буровых растворов для бурения горизонтальных скважин с большим углом отклонения.

Рассмотрим факторы, учитываемые при разработке рецептур буровых растворов:

- устойчивость стенки скважины;

- очистка ствола скважины;

- прихват бурильных труб, вызываемый дифференциальным давлением;

- нарушение эксплуатационных качеств пласта;

- крутящий момент и аксиальное трение.

Состав бурового раствора. Ниже приводятся основные рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов вертикальных скважин и горизонтального бурения. С небольшими изменениями их можно использовать в буровых растворах плотностью до 1,32 г/м³, при более высоких плотностях в раствор можно вводить понизители вязкости или диспергаторы.

Состав бурового раствора на водной основе: вода — 0,15 м³; POLYPAC — 2,85 кг/м³; КОН — 0,71 кг/м³; LUBE-167 — 2 %;

M-1GEL — 28,53 кг/м³; XCD — 1,43 кг/м³; LO-WATE — 57,06 кг/м³.

Основные характеристики бурового раствора на водной основе

Плотность раствора, г/см ³	1,05
Пластическая вязкость, мПа·с.....	18
Предельное напряжение сдвига, кПа.....	11,97
Водоотдача (по прибору АНИ), мл.....	9,4
СНС, кПа, после:	
10 с покоя.....	2,4
10 мин покоя.....	6,72

Состав бурового раствора на основе морской воды: морская вода — 0,15 м³; POLYPAC — 2,85 кг/м³; KOH — 1,43 кг/м³; LUBE-167 — 2 %; M-1GEL — 28,53 кг/м³; XCD — 2,85 кг/м³; LO-WATE — 57,06 кг/м³.

Основные характеристики бурового раствора на основе морской воды

Плотность раствора, г/см ³	1,05
Пластическая вязкость, мПа·с.....	11
Предельное напряжение сдвига, кПа.....	5,27
Водоотдача (по прибору АНИ), мл.....	9,4
СНС, кПа, после:	
10 с покоя.....	5
10 мин покоя.....	7

Предлагаемая рецептура бурового раствора. Проникновение фильтрата в пласт уменьшается при снижении водоотдачи бурового раствора и образовании глинистой корки определенного гранулометрического состава. Введение в буровой раствор бентонита, даже в небольших количествах, способствует образованию тонкой, твердой, легко удаляемой фильтрационной корки. Эту функцию выполняет добавка M-1GEL, позволяя эффективно регулировать водоотдачу бурового раствора. Добавка POLYPAC (полианионная целлюлоза) повышает эффективность бентонита, увеличивая твердость глинистой корки и улучшая регулирование водоотдачи при сравнительно небольшой концентрации бентонита в растворе. Добавка LO-WATE с регулируемым гранулометрическим составом уменьшает проникновение фильтрата бурового раствора в пласт за счет коагуляции. Концентрация LO-WATE регулируется в процессе бурения и увеличения объема твердой фазы в буровом растворе или же в связи с добавлением в раствор утяжелителя. Введение закупоривающих добавок является обязательным при бурении с использованием новых чистых растворов без твердой фазы.

Очистка ствола скважин, сложенных устойчивыми породами, осуществляется путем регулирования вязкости и скорости промывки.

Основным загущающим компонентом этой системы является М-1GEL. Недорогой, легко регулируемый и эффективный этот бентонит выполняет несколько функций. Концентрация бентонита должна поддерживаться на определенном уровне. Реологические параметры бурового раствора регулируются при его закачивании в скважину путем осторожного введения дефлокулянта или разбавителя TACKLE; для повышения значений реологических характеристик бурового раствора в него можно добавить биополимер XCD. Другим загущающим реагентом, совместимым с данной системой, является загуститель НЕС.

Вынос шлама из затрубного пространства можно осуществлять в ламинарном либо в турбулентном режиме, в зависимости от обстоятельств. Основной раствор обладает достаточной гибкостью, позволяющей легко переключаться с одного режима на другой. Введение в раствор разжижителя TACKLE позволит понизить вязкость систем с низкой концентрацией XCD, облегчая переход от ламинарного режима к турбулентному. Водный раствор TACKLE понижает вязкость систем с высокой концентрацией XCD. Вязкость раствора повышается в результате добавления POLYPAC или полимера XDC. Выбор определяется необходимостью регулирования водоотдачи и обеспечения обволакивающего эффекта с учетом того, что POLYPAC является многофункциональной добавкой. После этого можно вводить тиксотропный полимер, например XCD, позволяющий повысить вязкость раствора в случае небольшой скорости сдвига в затрубном пространстве при одновременном предупреждении повышения вязкости раствора при высоких скоростях сдвига в бурильной колонне и насадках долота.

Необходимость применения смазывающих добавок к буровому раствору при бурении горизонтальных скважин достаточно очевидна. Скважины более правильного профиля, приближающегося к идеальному, с минимальными изгибами, могут буриться без смазывающих добавок. Однако при увеличении нагрузки на долото даже в этих случаях введение смазывающей добавки облегчает процесс бурения. Вододиспергируемая смазывающая добавка LUBE-167 предназначена для уменьшения крутящего момента и аксиального трения во всех буровых растворах на водной основе. Эта добавка не содержит углеводов и не выделяет раздражающих паров. Реагент вводится непосредственно в буровой раствор в концентрации от 1 до 4 % (8,6–38,5 кг/м³). При повышении плотности бурового раствора концентрацию LUBE-167 можно

увеличить. В начальной стадии бурения введение реагента должно быть непрерывным.

Минимальное дифференциальное давление и образование тонкой глинистой корки уменьшают вероятность прихвата бурильной колонны в результате действия дифференциального давления. Понижение водоотдачи, образование качественной фильтрационной корки, смазывающая способность раствора обеспечивается введением нескольких компонентов в его состав. Добавлением M-1GEL уменьшается вероятность прихвата бурильной колонны. Добавка POLYPAC уменьшает водоотдачу и увеличивает прочность глинистой корки. Другим приемлемым регулятором водоотдачи является крахмал LUBE-167, который улучшает смазывающую способность бурового раствора.

Необходимо также тщательно контролировать содержание твердой фазы в буровом растворе, в противном случае может ухудшиться качество глинистой корки, что приведет к понижению эффективности всей системы. Содержание твердой фазы в буровом растворе должно поддерживаться на более низком уровне, чем при бурении вертикальных скважин на той же площади.

Обволакивающий эффект добавки POLYPAC и ее способность регулировать водоотдачу являются основными факторами, обеспечивающими сохранение устойчивости стенок скважины при бурении с использованием раствора данной системы. Из щелочей можно использовать гидроксид калия КОН, так как ионы калия повышают устойчивость стенок скважины, сложенных глинистыми сланцами. Водородный показатель pH вводимых добавок должен поддерживаться на минимальном уровне (9,0—9,8). Для повышения ингибирующей способности бурового раствора при возникновении серьезных осложнений в него дополнительно вводят POLY-PLUS. Пластовые давления уравниваются регулированием плотности бурового раствора.

Для бурения горизонтальных скважин и при вскрытии продуктивных горизонтов нашли применение растворы с добавлением крупнозернистой соли. Раствор на водной основе с добавлением крупнозернистой соли использовался при заканчивании двух сильно искривленных горизонтальных скважин на месторождении Прадхо Бей фирмой "Стэндед Аляска Продакшн Компэни".

"Клин Бридж" — запатентованная система, состоящая из смеси полимеров и специально обработанной крупнозернистой соли, которую добавляют в раствор поваренной соли

плотностью 1,2 г/см³. Все добавки являются водо- и кислото-растворимыми, образующаяся фильтрационная корка — тонкой и гладкой, быстро и полностью растворяющейся при воздействии воды или ненасыщенных рассолов. Для понижения гидростатического давления, регулирования реологических свойств, улучшения регулирования водоотдачи можно добавить дизельное топливо — до 30 % объема раствора (табл. 4.4).

При исследовании смазывающей способности бурового раствора коэффициент трения растворов с добавлением крупнозернистой соли сопоставили с коэффициентом трения растворов на углеводородной основе. Интересно отметить, что добавление дизельного топлива не улучшает смазывающей способности бурового раствора. Коэффициенты смазывающей способности — относительные величины, которые следует измерять на одном и том же устройстве. Несмотря на то что на различных измерительных приборах будут полученные высокие и низкие значения коэффициентов, относительные значения не должны изменяться (табл. 4.5). Измерения проводились на мониторе оценки смазывающей способности.

Т а б л и ц а 4.4

Реологические свойства бурового раствора с различной концентрацией дизельного топлива

Буровой раствор	Пластиче- ская вяз- кость, мПа·с	Предельное напряжение сдвига, кПа	Прочность геля*, 0,48 кПа	Водоотдача по прибору АНИ, см ³ /30 мин
Основной*	9	15,32	8/10	7,5
Основной + 5 % ди- зельного топлива	13	22,02	13/14	
Основной + 10 % ди- зельного топлива	15	22,50	13/14	
Основной + 15 % ди- зельного топлива	20	19,15	13/14	
Основной + 20 % ди- зельного топлива	22	19,63	13/14	
Основной + 30 % ди- зельного топлива	30	23,94	15/16	
Основной + 30 % ди- зельного топлива + 10 % NaCl***	20	22,98	12/14	
Основной + 30 % ди- зельного топлива + 20 % NaCl***	23	22,98	9/11	2,0
*Основной раствор с добавлением крупнозернистой соли концентра- ции 99,86 кг/м ³ и пеногасителя. **В числителе — после 10 с покоя, в знаменателе — после 10 мин. ***Раствор плотностью 1,2 г/см ³ .				

Таблица 4.5

Относительные коэффициенты трения бурового раствора при введении добавок различной концентрации

Буровой раствор	Масса добавки, кг			
	4	8	16	20
Чистая вода	0,60	0,57	0,50	—
Вода и глина	0,57	0,53	0,48	—
Раствор NaCl плотностью 1,2 г/см ³	0,41	0,39	0,38	—
На углеводородной основе	—	—	—	0,20
С добавлением крупнозернистой соли	0,28	0,26	0,23	0,22
С добавлением крупнозернистой соли и 20 % дизельного топлива	0,32	0,26	0,23	0,22
С добавлением крупнозернистой соли и 20 % дизельного топлива и 2 % MAG-COLUBE	—	—	—	0,14

После закачивания раствора с добавлением крупнозернистой соли отмечалось значительное уменьшение крутящего момента и аксиального трения.

Эффективная очистка горизонтальной скважины и ПЗП при вскрытии продуктивного пласта имеет особое значение для предупреждения образования скоплений шлама в результате осаждения частиц выбуренной породы в нижней части ствола. Скопления шлама приводят к увеличению крутящего момента и аксиального трения. Возрастает вероятность прихвата буровой колонны в результате воздействия дифференциального давления, так как вся буровая колонна лежит на нижней стенке ствола скважины. Образование более тонкой, гладкой и непроницаемой глинистой корки уменьшает вероятность прихвата за счет уменьшения передачи избыточного дифференциального давления.

Для уменьшения глубины проникновения фильтрата и нерастворимых частиц твердой фазы необходимо обеспечение тщательного регулирования водоотдачи. Уменьшение водоотдачи осуществляется путем поддержания концентрации нерастворенной соли NaCl на уровне 99,86 кг/м³, а частиц выбуренной породы — на минимальном уровне. Добавление дизельного топлива значительно понижает водоотдачу. Водоотдача (по прибору АНИ) чистых растворов с добавлением дизельного топлива составляет 2 см³/30 мин при толщине глинистой корки менее 0,8 мм, а без добавления — 7,5 см³/30 мин при толщине фильтрационной корки более 0,8 мм.

Для обеспечения совместимости системы бурового раствора, содержащего крупнозернистую соль, с породами формации Сэддршит провели исследование обратной проницаемости породы на керновых образцах. При исследовании ис-

Таблица 4.6

Результаты исследований кернов Сэдрошит с использованием буровых растворов, содержащих крупнозернистую соль

Зона	Но- мер керна	Коэффициент проницаемости			Буровой раствор	Нарушение прони- цаемости, %
		воздух — раствор	нефть — раствор	раствор — раствор		
1A	515	43,6	8,9	8,6	Основной	3,3
	526	24,8	5,8	5,7	" + 10 % нефти	1,8
	537	59,7	21,6	20,0	" + 20 % нефти	7,5
	538	66,0	23,7	22,6	" + 30 % нефти	4,7
1B	472	134,6	39,7	30,1	Основной	24,2
	482	186,6	72,0	59,9	" + 10 % нефти	16,8
	486	119,7	41,8	34,3	" + 20 % нефти	18,0
	494	170,5	64,2	58,1	" + 30 % нефти	9,6
2A	487	306,4	107,3	105,1	Основной	2,1
	488	582,9	124,8	106,1	" + 10 % нефти	15,0
	527	220,7	82,0	77,6	" + 20 % нефти	5,4
	567	256,4	78,1	72,7	" + 30 % нефти	6,9
2B	433	198,4	57,8	45,1	Основной	22,0
	454	91,7	16,5	17,9	" + 10 % нефти	—8,1*
	429	451,9	105,9	105,2	" + 20 % нефти	0,7
	456	236,0	75,4	63,1	" + 30 % нефти	16,4

*Причина того, что обратная проницаемость превышала начальную проницаемость по нефти, состоит в том, что обратное движение раствора увеличило проницаемость керна, начиная с зоны 2B. Другие испытания, начиная с зоны 2B, включали обратную промывку в процессе определения первоначальной проницаемости.

пользовали буровые растворы без дизельного топлива и с добавлением его в количестве 30 %. Исследования показали, что эмульгированный раствор, содержащий дизельное топливо, не ухудшает проницаемости пород свиты Сэдрошит. Результаты исследования обратной проницаемости керна на приборе конструкции Хасслера приведены в табл. 4.6.

Вначале образцы керна помещали в толуол. Проницаемость по газу определяли при ограничивающем давлении азота 3,5 МПа перед насыщением образцов керна приготовленной в лабораторных условиях связанной водой. Начальная проницаемость по нефти определялась при ограничивающем давлении 3,5 МПа дифференциальном давлении раствора 0,35 МПа. Образцы керна подвергали воздействию буровым раствором в течение 1 ч при давлении 0,7 МПа, а затем в течение 1 ч — в обратном направлении нефтью при давлении 0,35 МПа. Уменьшение проницаемости в среднем составляло 9,1 %. Обратная промывка нефтью была единственным средством удаления глинистой корки.

Ниже приведены сравнение влияния свойств флюидов, взятых с проектной глубины скв. JX-2 и B-30, на обратную проницаемость пород и состав твердой фазы, определенный

методом рентгеновской дифракции. Эти данные показывают, что чистый флюид на проектной глубине скв. В-30 способствует образованию более растворимой фильтрационной корки, оказывающей меньшее колюматирующее воздействие на пласт.

**Ухудшение проницаемости кернов (в %) формации
Сэддрошит**

Номер скважины	JX-2	В-30
Чистый флюид.....	1,8	—
Флюид на проектной глубине	23,4	4,9

**Состав твердой фазы (в %), определенный
методом рентгеновской дифракции**

Номер скважины	JX-2	В-30
NaCl.....	37	60
Кварц.....	31	23
Каолинит.....	12	10
Ангидрит.....	7	7
Кальцит.....	4	—
Иллит.....	5	—
Хлорит.....	3	—

**Материалы, химические реагенты и системы
буровых растворов для бурения
и заканчивания вертикальных
и горизонтальных скважин компании
"Эм-Ай Дриilling Флюидз К° ЛТД"**

Компания "Эм-Ай Дриilling Флюидз К° ЛТД" стремится оставаться лидером в области разработки новейших систем буровых растворов, открывая все новые возможности химии, совершенствуя технологию их производства с тем, чтобы поднять уровень разработок на небывалую высоту, имея в виду конечную цель — повышение скорости и качества бурения и заканчивания вертикальных и горизонтальных скважин.

Разработанные компанией реагенты не имеют себе равных, они буквально произвели революцию в индустрии производства буровых растворов, позволив максимально увеличить скорость бурения скважин и до минимума сократить число возможных осложнений.

Компания предлагает заказчикам экологически безвредные, технологически совершенные системы и продукты, понимая, что современные буровые растворы должны не только удовлетворять критериям экологической безопасности, но и превосходить по своим технологическим показателям все

разработанные ранее системы, обеспечивая их экономическую эффективность.

Новадрил — малотоксичная эмульсионная система на основе синтетических материалов, обеспечивающая устойчивость ствола скважины, обладающая ингибирующими и смазывающими свойствами, устойчивая к температурным воздействиям; ранее эти качества обеспечивались токсичными буровыми растворами на углеводородной основе.

Главным компонентом Новадрила является Новасол, синтетический олигомер. В состав Новадрила входят также три новых продукта: Новамул, Новавет и Новамод.

Энвиротерм — система бурового раствора для бурения высокотемпературных скважин, не содержащая хром и пригодная для бурения экологически чувствительных площадей. Энвиротерм устойчив к воздействию температур, превышающих 204 °С. В состав Энвиротерма входят два продукта: Сперсен СF — запатентованный, не содержащий хром лигносульфонат — и новый продукт Термекс, представляющих собой водорастворимую полимерную смолу; оба компонента выполняют роль основных температурных стабилизаторов.

МСАТ — система бурового раствора на водной основе с использованием катионов для обеспечения устойчивости стенок скважин, сложенных глинистыми сланцами; приближается к системе буровых растворов на углеводородной основе. Два катионных полимера МСАТ и МСАТ-А обеспечивают необходимые ингибирующие свойства при бурении химически активных, разбухающих вязких глин гумбо. В отличие от других катионных систем МСАТ совместима с обычными анионными полимерными добавками, регулирующими такие реологические свойства жидкостей, как вязкость и водоотдача.

KLA-GURE — ингибитор гидратации — представляет собой водорастворимый, экологически безвредный органический состав, предназначенный для предотвращения разбухания и диспергирования химически активных глин. Уникальный химический состав KLA-CURE обеспечивает его совместимость практически со всеми системами буровых растворов. Применение KLA-CURE повышает экономичность буровых растворов за счет уменьшения их разбавления водой вследствие диспергирования химически активных частиц глины.

PIPE-LAX ENV — это, в сущности, лучший из всех известных малотоксичный состав для освобождения прихваченной колонны бурильных труб вследствие воздействия дифференциального давления. Он легко смешивается и приготавливает-

ся. Для этого необходимо лишь правильно взвесить материал, чтобы получился раствор необходимой плотности. PIPE-LAX ENV выполняет также роль эффективного смазочного материала. Промысловые испытания показали, что эффективность PIPE-LAX ENV равна эффективности токсичных растворов для освобождения прихваченных труб на основе углеводородов.

Основные области применения систем буровых растворов компании "Эм-Ай Дриллинг Флюидз К° ЛТД"

Новадрил: скважины с резким изменением направления ствола; бурение морских буровых платформ или плавучих оснований; глубоководное бурение; бурение замкнутых систем; бурение высоконапорных газовых скважин; бурение высокотемпературных газовых скважин. Для вскрытия поглощающих горизонтов не применяется.

МСАТ: при бурении зон осложнений, сложенных глинистыми сланцами; при бурении сланцев с большим содержанием вязких глин гумбо; наклонно направленные и горизонтальные скважины; при высокой стоимости удавления шлама; при ограниченных возможностях применения буровых растворов на углеводородной основе; при высокой стоимости бурения. При бурении в нормальных условиях не используется.

Энвиротерм: высокотемпературные скважины (вертикальные и горизонтальные); экологически чувствительные площади; площади с ограничением применения хрома.

KLA-CURE: области применения; разбухающие сланцы; диспергирующие сланцы; сланцы гумбо; замкнутые системы; наклонно направленные и горизонтальные скважины.

PIPE-LAX ENV: бурение на шельфе; экологически чувствительные площади; ограниченные возможности приготовления буровых растворов.

Указанные системы получили широкое применение в самых различных условиях на море и на суше в Америке, Европе, Австралии.

Система Новадрил

Система Новадрил была специально разработана в качестве альтернативы бурению с применением обычных растворов или растворов на углеводородной основе. Эта

система, не имея в своем составе углеводородов, обладает всеми преимуществами буровых растворов на углеводородной основе — ингибирующими, смазывающими свойствами, низкой водоотдачей, устойчивостью к температурным воздействиям, увеличению содержания твердой фазы и химических реагентов, легкостью в обращении.

Новадрил разработан на основе синтетического материала, не токсичного по отношению к морской среде. Все вещества, входящие в состав Новадрила, экологически безвредны и не содержат каких-либо масел на нефтяной основе. Поэтому в обычных условиях сброс шлама или бурового раствора не более токсичен, чем при бурении с использованием раствора на водной основе.

Система Новадрил представляет собой эмульсию, в которой жидкое синтетическое вещество Новасол является жидкой фазой, в то время как соляной раствор служит в качестве диспергированной фазы. Плотность раствора может варьировать от плотности неутяжеленного раствора до $2,16 \text{ г/см}^3$. Водосинтетическое соотношение может изменяться от 40/60 до 10/90 в зависимости от плотности раствора и содержания твердой фазы. Ежедневное регулирование свойств бурового раствора, заключающееся в анализе и обработке системы, осуществляется аналогично регулированию свойств растворов на углеводородной основе.

Новадрил — очень гибкая система, рецептура которой может удовлетворять любым условиям бурения. Несмотря на то что она предназначалась для использования в экологически чувствительных регионах, в которых технологический регламент предусматривает применение растворов на углеводородной основе, ряд уникальных особенностей этой системы позволяет успешно использовать ее вместо обычных буровых растворов на углеводородной основе.

Ниже приводятся основные преимущества этой системы:

- низкая токсичность;
- повышенная безопасность и надежность;
- пониженная газорастворимость;
- более высокая смазывающая способность;
- дает более четкое представление о характере пластового флюида при пробной эксплуатации;
- хорошая совместимость с эластомерами;
- повышенная теплопроводность.

Продукты: *Новамул* (первичный эмульгатор) специально предназначен для получения устойчивых эмульсий с жидким

Новасолом в качестве дисперсной среды и рассола в качестве внутренней фазы.

Новавет (смачивающий агент). Поверхностно-активный реагент Новавет предназначен для эффективного смачивания барита, гематита, а также твердой фазы низкой плотности в системах Новадрил.

В системе Новадрил могут применяться другие вещества по специальным назначениям: *Новамог* — реологический модификатор; VG-69 — органофильная глина; VERSA-HRP — загуститель; VERSA-16 — понизитель водоотдачи.

Новасол. В отличие от дизельного или минерального масла синтетическая жидкость Новасол, являющаяся основой системы Новадрил, не производится непосредственно или косвенно из сырой нефти. Минеральные масла содержат широкий спектр углеводородов различной токсичности, в том числе некоторые ароматические соединения. Новасол синтезируется таким образом, который исключает содержание токсичных углеводородов, характерных для минеральных масел. Содержание ароматических веществ, в частности, в Новасоле, равно нулю. Получаемый в результате неводный раствор имеет токсичность на несколько порядков меньше токсичности минеральных масел.

Состав и свойства. Система Новадрил — очень гибкая и многофункциональная. В табл. 4.7 приведены примеры рецептуры системы с водосинтетическим отношением 30/70 для буровых растворов плотностью 1,09, 1,39 и 1,56 г/см³. Простота ее очевидна. Параметры образцов бурового раствора приведены в табл. 4.8.

Параметры бурового раствора в системе Новадрил можно легко регулировать с помощью целого ряда вспомогательных добавок аналогично буровым растворам на углеводородной основе. Например, введением реологического модификатора

Таблица 4.7

Типичная рецептура системы Новадрил с водосинтетическим отношением 30/70

Состав	Номер раствора (плотность, г/см ³)		
	1 (1,09)	2 (1,32)	3 (1,56)
Новасол, м ³	1	0,91	0,81
CaCl ₂ , м ³	0,46	0,45	0,43
Новамул, кг/м ³	14,265	14,265	14,265
Новавет, кг/м ³	13,79	13,79	13,79
Ca(OH) ₂ , кг/м ³	41,37	41,37	41,37
VG-69, кг/м ³	14,265	0,65	13,79
Барит, кг/м ³	165,5	473,6	787,4

Таблица 4.8

Типичные свойства системы Новадрил с водосинтетическим отношением 30/70 при температуре 48,9 °С

Свойства	Номер раствора (плотность, г/см)		
	1 (1,09)	2 (1,32)	3 (1,56)
Пластическая вязкость, мПа·с	26	31	44
Предел текучести, кПа	3,35	1,92	4,79
Показания вискозиметра при частоте вращения:			
6 об/мин	4	3	6
3 об/мин	3	2	5
СНС _{1/10} , кПа	4/5	4/5	5/7
Напряжение электропробоя, В	392	385	635
Водоотдача при температуре 121 °С и давлением 500 МПа	4,8	6,2	4,8

можно повысить нижний предел скорости сдвига бурового раствора.

Приготовление этих растворов на буровой или в лабораторных условиях аналогично приготовлению растворов на углеводородной основе.

Данные вискозиметра Хаксли — Бертрама свидетельствуют о том, что изменение реологических характеристик системы Новадрил под воздействием моделируемых изменяющихся температур и давлений на забой аналогично системе бурового раствора на углеводородной основе.

Проведенные в Норвегии и Нидерландах лабораторные исследования подтвердили, что Новадрил подвержен биологической деструкции как в аэробных, так и в анаэробных условиях. Фактическая скорость накопления шлама во времени лучше всего определяется с помощью замеров, производимых на морском дне. В проведенных в последнее время исследованиях отмечалась полная биологическая деструкция алифатических материалов, аналогичных Новасолу, в результате воздействия сульфатвосстанавливающих бактерий. Эти бактерии, вероятно, являются основной причиной анаэробной биодеструкции в условиях морского бурения.

Исследования по определению токсичности Новадрила в водной среде подтвердили его приемлемость для использования в морском бурении.

Проведенные в США исследования по определению токсичности системы Новадрил плотностью 1,2 г/см³ при водосинтетическом соотношении 20/80 с помощью микроорганизмов *Mysidopsis bahia*, на которых воздействовали в течение 96 ч, показали, что летальная его концентрация LC₅₀ превышает 200 000 ppm. Это значение LC₅₀ в несколько раз пре-

вышает значения летальной концентрации типичных буровых растворов на углеводородной основе.

Проведенные в Великобритании исследования токсичности с использованием микроорганизмов *Cragon cragron* дали довольно приемлемые результаты как для основного раствора Новадрила (> 1800 мг/л), так и для системы ($> 32\,000$ мг/л). Исследования по определению биологического накопления показали, что Новасол не накапливается в тканях живых организмов. Эти результаты позволили Департаменту по делам энергетики присвоить Новадрилу нулевую классификационную категорию по шкале токсичности химических реагентов.

Полномасштабные исследования токсичности проводились также в Норвегии с использованием водорослей, ракообразных и двусторчатых моллюсков. Во всех случаях значения концентрации LC_{50} значительно превышали минимальный уровень.

4.4. МЕТОДЫ ИЗОЛЯЦИИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ

Методы изоляции и ограничения водопритоков основаны на закачке цементирующего (изолирующего) материала в зону проводящих каналов.

К месту необходимой изоляции материал доставляется по технологии установки цементных мостов (с некоторыми вариациями), часто — под давлением.

В глубоких высокотемпературных скважинах при проведении указанных работ довольно часто происходят аварии, связанные с интенсивным загустеванием и схватыванием смеси глинистого и цементного растворов или доставляемых других материалов. В некоторых случаях мосты оказываются негерметичными или недостаточно прочными.

Успешная установка мостов или доставка иных материалов зависит от многих природных и технических факторов, обуславливающих особенности формирования цементного камня, а также контакт и "сцепление" его с горными породами и металлом труб.

Цель установки мостов — получение устойчивого водогазонефте непроницаемого стакана цементного камня определенной прочности для перехода на вышележащий горизонт, забуривания нового ствола, укрепления неустойчивой и квернзной части ствола скважины, опробования горизонта с помощью испытателя пластов, капитального ремонта, изоля-

ции места водопритокков и консервации или ликвидации скважин.

По характеру действующих нагрузок можно выделить две категории мостов: испытывающих давление жидкости или газа и испытывающих нагрузку от веса инструмента во время забуривания второго ствола, применения испытателя пластов или в других случаях. Мосты, относящиеся ко второй категории, должны, помимо газоводонепроницаемости, обладать весьма высокой механической прочностью.

Анализ промысловых данных показывает, что на мосты могут создаваться давление до 85 МПа, осевые нагрузки до 2100 кН и возникают напряжения сдвига на 1 м длины моста до 30 МПа. Такие значительные нагрузки возникают при опробовании скважин с помощью испытателей пластов и других видах работ.

Несущая способность цементных мостов зависит от их высоты, наличия (или отсутствия) и состояния глинистой корки или остатков бурового раствора на колонне. При удалении рыхлой части глинистой корки напряжение сдвига составляет 0,15–0,2 МПа. В этом случае даже при возникновении максимальных нагрузок достаточная высота моста 18–25 м. Наличие же на стенках колонны слоя бурового (глинистого) раствора толщиной 1–2 мм приводит к уменьшению напряжения сдвига и увеличению необходимой высоты до 180–250 м. В связи с этим высота моста

$$H_m \geq H_0 - \frac{Q_m}{\pi D_c [\tau_m]}, \quad (4.10)$$

где H_0 — глубина установки нижней части моста; Q_m — осевая нагрузка на мост, обусловливаемая перепадом давления и разгрузкой колонны труб или испытателя пластов; D_c — диаметр скважины; $[\tau_m]$ — удельная несущая способность моста, значение которой определяется как адгезионными свойствами тампонажного материала, так и способом установки моста.

Герметичность моста также зависит от состояния поверхности контакта, так как давление, при котором происходит прорыв воды, прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. При наличии между обсадной колонной и цементным камнем глинистой прослойки с напряжением сдвига 6,8–4,6 МПа, толщиной 3–12 мм градиент давления прорыва воды составляет 1,8–0,6 МПа на 1 м (в случае отсутствия ее нарушения). При отсутствии корки про-

рыв воды происходит при градиенте давления более 7,0 МПа на 1 м.

Следовательно, герметичность моста в значительной мере зависит также от условий и способа его установки. В связи с этим высоту цементного моста следует определять из выражения

$$H_m \geq H_0 - \frac{P_m}{[\Delta p]}, \quad (4.11)$$

где p_m — максимальное значение перепада давления, действующего на мост при его эксплуатации; $[\Delta p]$ — допустимый градиент давления прорыва флюида по зоне контакта моста со стенкой скважины; эту величину также определяют в основном в зависимости от способа установки моста, от применяемых тампонажных материалов.

Из значений высоты цементных мостов, определенных по формулам (4.10) и (4.11), выбирают большее. Ориентировочные значения $[\tau_m]$, $[\Delta p]$ при установке мостов через заливочную колонну с применением раствора из портландцемента в зависимости от технологии установки приведены в табл. 4.9.

Установка мостов проводится балансовым методом, сущность которого состоит в следующем. До забоя спускают заливочные трубы и промывают скважину до выравнивания параметров бурового раствора, затем затворяют и продавливают в трубы цементный раствор. Необходимым условием при этом является обязательное соответствие плотности про-

Таблица 4.9

Ориентировочные значения $[\tau_m]$ и $[\Delta p]$

Условия и технологические мероприятия по установке моста	$[\Delta p]$, МПа/м	$[\tau_m]$, МПа
<i>В обсаженной скважине</i>		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	5,0	1,0
С применением моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
Без скребков и жидкостей	1,0	0,05
<i>В необсаженной скважине</i>		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	2,0	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	1,0	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	1,0	0,05
Без буферных жидкостей	0,5	0,01

давочного раствора плотности бурового раствора, благодаря чему происходит уравнивание цементного раствора в трубах и кольцевом пространстве. После продавки трубы поднимают до определенной отметки, а избыточный цементный раствор вымывают обратной промывкой.

Процесс установки моста имеет много общего с процессом цементирования колонн и обладает рядом особенностей, которые сводятся к следующему:

- используется малое количество тампонажных материалов;
- нижняя часть заливочных труб ничем не оборудуется, стоп-кольцо не устанавливается;

- не применяются резиновые разделительные пробки;
- во многих случаях производится обратная промывка скважин для "срезки" кровли моста;

мост ничем не ограничен снизу и может растекаться под действием разности плотности цементного и бурового растворов.

Цементные мосты должны быть достаточно прочными. Практика работ показывает, что если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3,0–6,0 МПа и одновременной промывке, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям как забуривания нового ствола, так и нагружения от веса колонны труб или испытателя пластов.

Установка цементного моста — трудоемкая и дорогостоящая операция. Так, установка моста в 146-мм колонне на глубине 2400 м занимает 38,8 ч. При этом не учтены работы по разбуриванию верхней части моста и различные осложнения, часто происходящие в скважинах. Для ускорения и удешевления этих работ многие исследователи предлагают устанавливать короткие мосты взамен обычных, в связи с чем были разработаны различные механизмы, спускаемые в скважину на трубах, кабеле или тросе. Однако по ряду технических причин они не нашли широкого применения и в настоящее время используются редко. Большая часть мостов устанавливается обычным способом при помощи заливочных труб. Поэтому здесь рассматриваются только примеры стандартной установки цементных мостов.

До настоящего времени основной способ установки цементных мостов — закачивание в скважину цементного раствора в проектный интервал глубин по колонне труб, спущенной до уровня нижней отметки моста с последующим подъемом этой колонны выше зоны цементирования. Как правило, работы проводят без разделительных пробок и

средств контроля за их движением. Процесс контролируют по объему продавочной жидкости, рассчитываемому из условия равенства уровней цементного раствора в колонне труб и кольцевом пространстве, а объем цементного раствора принимают равным объему скважины в интервале установки моста. Эффективность данного способа низка, что и подтверждается данными практики: до 50 % мостов оказываются непрочными, негерметичными или они вообще отсутствуют.

Вязущие материалы, применяемые для цементирования обсадных колонн, пригодны для установки прочных и герметичных мостов и изоляции большинства случаев водопритокков. Некачественная установка мостов или вообще их отсутствие, преждевременное схватывание раствора вяжущих веществ и другие факторы в определенной степени обусловлены неверным подбором рецептуры растворов вяжущих веществ по срокам загустевания (схватывания) или отклонениями от подобранной в лаборатории рецептуры, допущенными при приготовлении раствора вяжущих.

Для уменьшения вероятности возникновения осложнений сроки схватывания, а при высоких температурах и давлениях сроки загустевания, должны превышать продолжительность работ по установке мостов не менее чем на 25 %.

При высоких температурах и давлениях сопротивление сдвигу цементного раствора даже после кратковременных остановок (10–20 мин) циркуляции может резко возрасти, и циркуляцию восстановить не удастся, и в большинстве случаев колонна заливочных труб оказывается прихваченной.

Вследствие этого при разработке рецептуры цементного раствора необходимо исследовать динамику его загустевания на консистомере (КЦ) по программе, имитирующей процесс установки моста.

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема — одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкостью при определении ее объема V_{Π} следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_T(1 - \Delta V); \quad (4.12)$$

$$\Delta V = \frac{H_m S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3, \quad (4.13)$$

где V_T — внутренний объем колонны заливочных труб, м³; ΔV — относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; H_m — протяженность цементного моста, м; S_T — площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, м²; C_0 — коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 — коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 — коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 4.10.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{\Pi} = H S_c + V_T(C_1 + C_2 + C_3 + C_0), \quad (4.14)$$

где S_c — площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; C_2 — коэффициент потери цементного раствора при смещении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 4.10).

При использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью. Зоны смешения могут быть очень

Т а б л и ц а 4.10

Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффици- енты	Для бурильных труб с выса- женными внутрь концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
C_1	0,01	0,03	—	0,01
C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
C_4	0,02	—	0,02	—
C_5	0,40	—	0,40	—
C_6	0,03	0,20	0,03	0,20
C_0	0,01	0,02	0,01	0,02

значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора H_m и зоны смешения H_{cm} в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{cm} = H_m + \frac{C_2 V_t + C_6 V_{cm}}{S_k}, \quad (4.15)$$

где V_{cm} — объем зоны смешения, m^3 ; S_k — площадь кольцевого сечения скважины, m^2 ; C_6 — коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 4.10); $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$ — при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,01 \div 0,02$ и $C_6 = 0,03$.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

для первой порции

$$V_1 = C_4 V_t + C_5 H_m S_c; \quad (4.16)$$

для второй порции

$$V_2 = C_4 V_{п}, \quad (4.17)$$

где C_4 , C_5 — коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве (см. табл. 4.10).

Успешность операции по установке цементного моста возрастает при использовании разделительных пробок. Однако анализ промысловых материалов свидетельствует о том, что в 35–45 % случаев момент срезки штифтов подвесной разделительной пробки на поверхности не фиксируется. В результате выполненных исследований было установлено, что для фиксации момента срезки штифтов, рассчитанных на перепад давления 3–4 МПа, необходимо получить гидравлический удар определенной интенсивности.

Такой гидравлический удар может быть получен при определенной подаче насоса цементирующего агрегата (ЦА) в зависимости от диаметров колонны заливочных труб и скважины (табл. 4.11).

Таблица 4.11

Допустимая производительность насоса при срезке штифтов

Диаметр, мм		Допустимая производительность ЦА, л/с, при давлении срезания штифтов 3–4 МПа и плотности бурового раствора, кг/м ³			Диаметр, мм		Допустимая производительность ЦА, л/с, при давлении срезания штифтов 3–4 МПа и плотности бурового раствора, кг/м ³		
колоны заливочных труб	скважины				колоны заливочных труб	скважины			
		1000	1600	2200			1000	1600	2200
60	94	2,9	2,3	2,0	114	190	7,9	6,3	5,5
	126	3,5	2,8	2,4		269	9,4	7,6	6,6
73	126	4,8	3,9	3,4	140	214	9,0	7,2	6,2
	146	5,0	4,1	3,5		320	11,5	9,2	8,0

Важным фактором, влияющим на успешность установки мостов и цементирование скважин, а также доставки изолирующих материалов для ликвидации водопритоков, является смешение бурового раствора с тампонажным и другими жидкостями, в результате чего образуется иная жидкость с отличными реологическими свойствами. Поскольку в большинстве случаев буровые и цементные растворы обрабатываются химическими реагентами, смешение их сопровождается, как правило, образованием труднопрокачиваемых пробок, являющихся одной из основных причин значительного повышения давления. Смешение растворов зависит от их реологических параметров, режима движения, конструкции и глубины скважины, конфигурации ствола, разницы плотностей и т.д. По данным анализа термограмм, цементограмм и результатов гамма-каротажа цементный и буровой растворы могут смешиваться на очень больших участках. Необходимо применение буферных жидкостей.

Образование зон смешения при закачке в скважину цементного раствора более опасно, чем при закачке шлакового раствора. Подтверждением этого является изменение подвижности смесей, изображенное на рис. 4.2, из которого следует, что растекаемость бурового раствора после введения в него 5–10 % цементного раствора уменьшается от 18 до 8–6 см. В дальнейшем заметное увеличение подвижности смеси наблюдается лишь после доведения количества цементного раствора в нем до 80 %.

Для шлаковых растворов характерна другая закономерность: они сильно сгущаются при попадании в них небольших количеств бурового раствора, но во всех случаях темп и

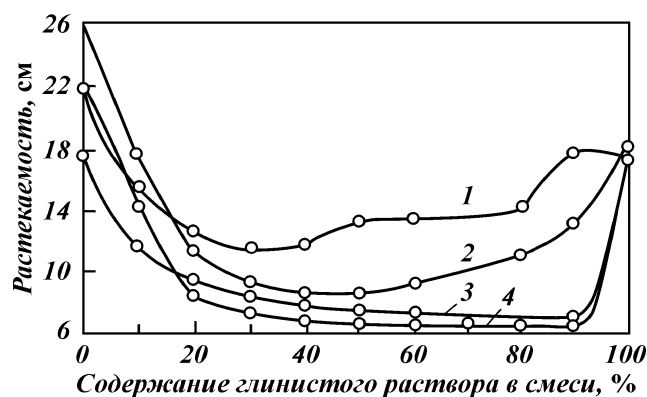


Рис. 4.2. Изменение растекаемости смесей тампонажного и бурового растворов различных составов:

1 – шлаковый и буровой растворы; *2* – то же, 0,4 % ССБ, 0,2 % хромпика и буровой раствор; *3* – портландцементный и буровой растворы; *4* – то же, 0,3 % ССБ, 0,1 % хромпика и буровой раствор

абсолютное значение их загустевания значительно меньше, чем у смесей с цементным раствором.

На подвижность смесей заметное влияние оказывают замедлители сроков схватывания. Использование тампонажных растворов, особенно шлаковых, содержащих ССБ и хромпик, повышает интенсивность загустевания смесей, что происходит за счет дополнительных реакций между замедлителями и реагентами, содержащимися в цементном и буровом растворах.

Существуют различные разновидности мостов в скважинах: СТС (стреляющие тампонажные снаряды), резиновые, металлические, намыв песка, барита и др.