

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
кафедра Бурения нефтяных и газовых скважин

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.Л. Неверов

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Аналитическое исследование технологий первичного вскрытия пласта с
высоким давлением
21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Руководитель _____
подпись, дата

профессор, д-р техн. наук
должность, ученая степень

Н.Г. Квеско
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

В.О. Светличный
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Бурение нефтяных и газовых скважин

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.Л. Неверов
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016 г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
В ФОРМЕ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студенту

Светличному Владиславу Олеговичу

фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-02
номер

Направление

21.03.01.01
код

Бурение нефтяных и газовых скважин

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Аналитические исследования технологий строительства скважин с высокими пластовыми давлениями.

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Н. Г. Квеско, профессор кафедры Бурения нефтяных и газовых скважин, д-р техн. наук, СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Перечень разделов ВКР: 1. Общие сведения о строительстве нефтегазовых скважин, 2. Анализ современного состояния вопроса первичного вскрытия продуктивных пластов с аномально высокими пластовыми давлениями.

Руководитель ВКР

подпись

Н. Г. Квеско
инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

В.О. Светличный
инициалы и фамилия студента
« ____ » _____ 2016г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме: «Аналитические исследования технологий бурения скважин с забойными двигателями» состоит из 61 страниц, 1 таблицы, 1 рисунка, введения, заключения, списка использованных источников.

Аналитические исследования технологий первичного вскрытия продуктивного пласта с аномально высоким пластовым давлением показали, что:

1. Существующая практика бурения на репрессии ухудшает качество вскрытия продуктивного пласта, а также технико-экономические показатели бурения скважин.

2. Реализация прогрессивной технологии вскрытия продуктивных пластов на равновесии (минимальной репрессии) или в режиме депрессии сдерживается отсутствием надежных методов и средств оперативного контроля притока углеводородов в скважину на ранней стадии их возникновения.

3. Буровые предприятия недостаточно оснащены необходимыми техническими средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.

4. Успешное решение проблемы качества требует комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимосвязанных, разработанных на единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1 Аномальное пластовое давление	7
1.1 Термины и понятия	7
1.2 Природа и механизм образования аномально высоких пластовых давлений	11
2 Влияние геологических и технологических факторов на качество вскрытия газоносных пластов	19
3 Анализ современного состояния проблемы повышения качества вскрытия объектов углеводородного сырья	35
3.1 Состояние проблемы качества вскрытия продуктивных пластов-коллекторов	39
4 Геологические предпосылки прогнозирования АВПД	42
5 Виды и методы прогнозирования АВПД	48
6 Технология первичного вскрытия продуктивных пластов на минимальной репрессии	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	58

ВВЕДЕНИЕ

Аномально высокие пластовые давления (АВПД) представляют собой геолого-физическое явление, имеющее широкое развитие в различных регионах земного шара. Его изучение привлекает все большее внимание. Это объясняется двумя основными причинами: высокими перспективами нефтегазоносности зон АВПД и теми труднопреодолимыми (и порой непреодолимыми) препятствиями, которые возникают при выявлении и освоении нефтяных и газовых ресурсов, связанных с этими зонами, благодаря наличию АВПД. Статистика показывает, что с появлениями АВПД связано каждое второе осложнение при бурении скважин.

Вероятность вскрытия пластов с аномально высокими давлениями возрастает по мере освоения более глубоких продуктивных горизонтов. Использование энергии пласта - огромный резерв повышения скорости и уменьшения затрат глубокого бурения. Но еще большие возможности открывает эта прогрессивная технология повышению эффективности буровых работ, благодаря улучшению качества вскрытия пластов, что, в конечном итоге, имеет решающее значение.

Обычно проблема вскрытия пластов с АВПД связывается с освоением больших глубин, но в сложно построенных регионах, характеризующихся широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, она стоит значительно шире. В повышении эффективности поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений эта проблема является ключевой и наиболее сложной. Она особенно актуальна для: газовых месторождений. Из пластовых флюидов газ обладает наибольшим запасом упругой энергии. Поэтому АВПД связаны преимущественно с газовыми скоплениями, а вскрытие газоносных пластов с аномально высокими давлениями

сопровождается осложнениями и авариями гораздо чаще, чем нефтеносных и водоносных.

Обеспечение высоких приростов запасов и добычи газа предполагает открытие новых газоносных территорий и освоение глубоко залегающих газоносных горизонтов в старых газодобывающих районах, выполнение во все возрастающем объеме поискового разведочного и эксплуатационного бурения в сложных горно-геологических условиях.

Целью данной дипломной работы является геологическое обоснование путей и методов оптимизации вскрытия и опробования газоносных пластов в условиях АВПД для повышения эффективности поисков, разведки и разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Большие, неконтролируемые перепады давления на пласты угнетают процесс разрушения пород, приводят к необратимому ухудшению коллекторских свойств пластов, защемлению в них газа. В ряде случаев, несмотря на благоприятную геолого-геофизическую характеристику из пластов, вскрывавшихся с применением утяжеленных буровых растворов, вовсе не удается получить притока.

Основной аспект этой проблемы - геологический, включает прогнозирование АВПД на стадии проектирования и в процессе бурения скважин.

Передовая технология может строиться только на основе надежного оперативного прогноза пластовых давлений, С другой стороны, все признаки приближения к горизонтам с АВПД проявляют себя наилучшим образом при бурении в условиях равновесной или недоуравновешенной системы "скважина-пласт". Таким образом, передовая технология буровых работ и

прогнозирование АВПД в процессе бурения тесно взаимосвязаны. Достижение прогресса в одной области вызывает повышение эффективности другой.

В работе исследуются закономерности распределения пластовых давлений в недрах, роль геологических факторов в образовании АВПД, методы их прогнозирования, геологически обосновываются методы, реализация которых повышает качество вскрытия пластов и ускоряет проводку скважин.

Оптимизация вскрытия и опробования газоносных пластов в условиях АВПД путем ограничения противодействия на пласты дает возможность предупредить газопроявления, выбросы и открытые фонтаны, наносящие огромный ущерб недрам и окружающей среде, способствует сохранению природных коллекторских свойств пластов, получению достоверной геолого-промысловой информации о вскрываемом разрезе, получению потенциальных рабочих дебитов, при одновременном повышении технико-экономических показателей бурения скважин.

В дипломной работе рассматриваются следующие вопросы:

1. Исследование и оценка влияния геологических и технологических факторов на процесс вскрытия газоносных пластов с АВПД.
2. Обобщение Российского и зарубежного опыта прогнозирования АВПД. Классификация методов прогноза и анализ их эффективности.
3. Анализ технологии первичного вскрытия продуктивных пластов на минимальной репрессии.

Для выполнения задач развития топливно-энергетического комплекса Российской Федерации необходимым условием является дальнейшее

наращивание объемов поисково-разведочных работ по выявлению запасов углеводородов на больших глубинах в сложных горно-геологических условиях. В то же время, поиск и разведка новых месторождений, на глубинах свыше 3000-4000 м, сопровождается значительными трудностями при бурении и освоении скважин, наличием сложнопостроенных продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами, зон с аномально высокими (низкими) пластовыми давлениями и другими факторами.

В этих условиях и на фоне снижения объемов буровых работ особенно актуальными являются задачи, связанные с повышением качества вскрытия прогнозируемых продуктивных пластов с целью максимального сохранения их коллекторских свойств и разработкой новых технологий прогнозирования геологического разреза на больших глубинах.

Прогнозирование глубины залегания кровли продуктивного пласта, определение его эффективной мощности, коллекторских свойств, характера насыщения, продуктивности и других свойств обеспечит возможность обоснованного применения технологии бурения на минимальной репрессии (БМР) и эффективного управления процессом качественного вскрытия продуктивных пластов в режиме реального времени.

Большие резервы повышения эффективности качества вскрытия продуктивных пластов содержатся в создании технологий и информационно-управляющих систем проектирования, мониторинга и управления процессом строительства нефтяных и газовых скважин. Основой комплексного и эффективного использования геолого-технологических и гидродинамических исследований в процессе бурения является максимально полная наземная информация и информация о динамических процессах, возникающих на забое

Особую важность данная проблема приобретает при первичном вскрытии сложно-построенных низкопроницаемых пластов-коллекторов, где, из-за некачественного вскрытия, потенциальные возможности вновь открытых объектов углеводородов используются лишь на 20—30 %.

1 АНОМАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

1.1 Термины и понятия

Различают пластовое и поровое давление. Соответственно указанному делению пользуются понятиями "пластовый" и "поровый" флюид. Понятие "поровое давление" введено в обиход, чтобы охарактеризовать давление флюидов в глинах, которые в отличие от пластов-коллекторов, не обладают эффективной пористостью. Деление это чисто условное, так как и в пластах-коллекторах и в глинах мы встречаемся с давлением флюидов в порах, только в первом случае поры сообщаются между собой, а во втором - изолированы. Существенная разница между ними заключается в том, что давление порового флюида не может быть замерено непосредственно в естественных условиях его залегания и оценивается лишь косвенным путем. Этот момент важно подчеркнуть в связи с тем, что прогнозирование пластовых давлений подавляющим большинством известных методов осуществляется через поровое давление глин.

По мере увеличения глубин скважин, все чаще встречаются пластовые давления, превышающие гидростатические. Такие давления получили название аномально высокие. АВПД известны в литературе с середины 30-х годов, хотя их проявление в виде многочисленных выбросов и мощных фонтанов нефти, газа, воды отмечались значительно раньше [7]. Они установлены во всех нефтегазоносных провинциях мира, где проводилось или проводится глубокое бурение, причем, количество обнаруживаемых скоплений с АВПД увеличивается с ростом глубин скважин. В связи с этим аномально высоким

пластовым давлениям у нас и за рубежом уделяется все больше внимания, но, несмотря на это, до сих пор взгляды исследователей на природу их образования далеки от единства.

Между нормальными и аномальными давлениями нет твердой границы. Несмотря на существующий в этом отношении разнобой, все исследователи согласны с тем, что аномальными давлениями следует считать такие давления, которые существенно или значительно отклоняются от нормальных и, тем более, от условных гидростатических пластовых давлений. Мы придерживаемся наиболее распространенного мнения о том, что к аномально высоким следует относить давления (пластовые и поровые), которые в 1,3 и более раз превышают условные гидростатические. Такие давления уравниваются столбом бурового раствора плотностью 1300 кг/м³ и более, высота которого равна кратчайшему расстоянию от дневной поверхности до наблюдаемой точки разреза [8,7,8,9,10, и др.]. Эта величина в какой-то мере является своеобразным технологическим порогом, так как буровые растворы плотностью до 1300 кг/м³, обычно, приготавливают без применения утяжелителя.

Исходя из приведенной выше трактовки нормального гидростатического давления и критерия аномальности величины пластового давления к аномально высоким необходимо относить все пластовые давления, превышающие условное гидростатическое не менее чем в 1,3 раза, независимо от их вида и генезиса.

Нормальное гидростатическое пластовое давление, в нашем понимании величина условная. При его определении (прогнозировании) невозможно учесть, отвечающее реальному, распределение плотности вод по разрезу,

положение пьезометрического уровня и т.д. [9,10]. Оно будет соответствовать истинному лишь в тех случаях, когда земная поверхность совпадет с пьезометрической. Во всех других - будет от него отличаться.

Мы также отдаем себе отчет, что принятый для сравнения эталон позволяет относить к аномально высоким давления, обусловленные артезианским напором, возникающие в открытых водонапорных системах, которые, по сути, являются нормальными гидростатическими. Однако с позиций рассматриваемой проблемы вскрытия пластов в условиях АВПД, когда речь в первую очередь идет о выборе плотности бурового раствора, такой подход нам представляется вполне оправданным, целесообразным и логичным.

На практике и в научно-технической литературе широко пользуются понятиями "градиент пластового давления" или "градиент аномального давления". Градиентами любого физического параметра (давления, температуры и др.) принято называть отношение его величины к глубине залегания точки замера от поверхности земли. Градиент давления - величина статическая, отражающая осредненное по глубине значение этого параметра. Вполне понятно, что оно совпадает с истинным лишь в случае линейной зависимости давления от глубины. В реальных геологических разрезах изменения пластового давления с глубиной по линейному закону не наблюдаются. Поэтому оба понятия являются чисто условными. Они не отражают физической сути явления. Более того, они маскируют неравномерный характер, отмечающуюся зональность в распределении пластовых давлений на нефтяных и газовых месторождениях. Вместе с тем, пользоваться понятием градиент пластового давления очень удобно, когда речь идет о вскрытии и опробовании пластов. Абсолютная величина пластового давления без указания к какой глубине оно приурочено еще не характеризует сложности вскрытия пластов. Для получения такой характеристики целесообразно пользоваться

понятием градиент давления и выражать его в единицах эквивалентной плотности бурового раствора.

Величина плотности бурового раствора, статическое давление столба которого от земной поверхности до точки замера уравнивает пластовое; отражает точный физический смысл отношения пластового давления к глубине [9].

Для установления закономерностей изменения пластового давления с глубиной необходимо определять градиенты давлений для каждой зоны [7,11]. Они вычисляются по отношению разности пластовых давлений в подошве и кровле интересующего нас интервала или зоны к их мощности. Эти локальные, поинтервальные градиенты подчеркивают пространственную неравномерность распределения пластовых давлений и характеризуют темп его изменения по разрезу. С их помощью, обычно, четко отражается, что скорость нарастания пластового давления с глубиной в верхних интервалах разреза, где пластовые давления соответствуют нормальным гидростатическим, ниже, чем в экранирующих толщах и выше, чем в залежах нефти, в особенности, газа. В тех частях разреза, где распределение пластовых давлений подчиняется гидростатическому закону, величина градиента эквивалентна средней плотности флюидов в пластовых условиях.

Широкое распространение получил термин "коэффициент аномальности". Его значение должно определяться отношением величины АВПД к нормальному гидростатическому пластовому давлению. Когда величина последнего неизвестна, в качестве делителя применяют условное гидростатическое давление. При этом получают условный коэффициент аномальности.

Среди исследователей занимающихся прогнозированием АВПД, привычными стали такие термины, как "зона аномальных давлений" и "переходная зона". Оба понятия не имеют точных определений и тоже являются в известной мере условными. Их геологическое содержание будет раскрыто ниже. Пока отметим, что "зона аномальных: давлений" понятие более емкое, чем "переходная зона" и по объему, занимаемому в разрезе, включает в себя последнюю.

Несмотря на условность, перечисленные выше термины утвердились и широко используются в специальной научно-технической литературе и на практике. В таком понимании как это изложено, они применяются в настоящей работе.

1.2 Природа и механизм образования аномально высоких пластовых давлений

Проявление аномально высоких давлений сразу же привлекло к себе внимание в связи с проблемой бурения скважин. Невозможность объяснить АВПД передачей напоров из областей питания водоносных комплексов фильтрационными водами заставила исследователей привлечь другие причины и факторы для объяснения этого явления.

О природе и механизме образования АВПД высказано около 30 гипотез и предположений, нашедших отражение в многочисленных публикациях Российских и зарубежных исследователей. С разной степенью детальности они описаны в монографиях [7,10,14, и др.], среди которых критическим обзором существующих представлений выделяются работы [3,14].

Прежде всего, необходимо отметить, что теоретические исследования проблемы АВПД ведутся около 80 лет. В эволюции взглядов на его природу можно выделить два периода. В первый период (примерно до 50-х годов),

АВПД считались явлением исключительным и трудно предсказуемым. Объяснение ему искали на сугубо "местном" материале. Этот период оказался наиболее "урожайным" на идеи, поскольку АВПД проявлялись в несхожих геологических условиях. Практически в течение указанного периода были сформулированы или заложены основы всех основных гипотез образования АВПД [7 и др.]. Вместе с тем, этот начальный период можно по праву назвать периодом безраздельного господства гипотезы, согласно которой АВПД образуется в результате уплотнения пород под действием геостатической нагрузки.

В последующие годы осуществляется анализ и систематизация накопленных факторов. В связи с различием глубины бурения скважин и установлением широкого и повсеместного распространения АВПД, их образование рассматривается не как случайное явление, а как закономерный результат взаимодействия различных природных факторов в специфической геологической обстановке [3]. Подчеркивается ведущая роль тектогенеза. Этот период характеризуется региональным и даже глобальным подходом к изучаемой проблеме. На ряду с этим, выдвигается ряд гипотез вспомогательного или локального значения. Все больше сторонников находят воззрение об образовании АВПД благодаря вертикальной миграции высоконапорных флюидов. Развиваются взгляды о существовании единой причины возникновения АВПД, в качестве которой рассматриваются неотектогенез и притоки глубинных сжатых газов.

Исследования второго периода носят целенаправленный характер и ориентируются не только на прогнозирование АВПД для предотвращения осложнений и аварий при бурении скважин, но и на возможность использования установленных закономерностей распространения АВПД для прогноза нефтегазоносности глубинных недр [11]. Последние годы уделяется

внимание изучению роли АВПД в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Описание гипотез предварим рассмотрением вопроса о времени существования аномально высоких пластовых давлений, являющемся своеобразным пробным камнем, о который испытывается правомерность доводов и предположений, выдвигаемых в пользу той или иной гипотезы. Теоретические расчеты, выполненные В.Ф.Линецким, А.Е.Гуревичем, С.И.Сергиенко, В.И.Дюниным для условий, которые заведомо должны привести к завышению конечного результата, показали, что время необходимое для снижения АВПД в запечатанной водонасщенной линзе от верхнего до нижнего предела аномальности геологически ничтожно мало и колеблется от нескольких десятков до нескольких миллионов лет. Мнения ученых расходятся в оценке точности таких расчетов, поэтому так велик диапазон колебаний, но отнюдь не в их правомерности, так как абсолютно непроницаемых пород нет, а законы физики действуют в любой природной обстановке. Реальность расчетов подтверждается многочисленными примерами из практики законтурного и внутриконтурного заводнения нефтяных залежей, когда отмечалось, что значительные перепады давлений в течение нескольких лет приводили к перетокам закачиваемых в нефтеносные пласты вод через глинистые толщи (техногенные АВПД на промыслах Татарии, Пермской обл., Казахстана и др.).

Отсюда следует, что АВПД в геологическом масштабе времени могут существовать лишь мгновение. АВПД - критерий молодости [7,16]. В течение длительного времени оно может сохраняться только при постоянно действующих факторах, поддерживающих пластовое давление на аномально высоком уровне. С точки зрения формирования АВПД эффективны те геологические процессы, которые "воспроизводят" его быстрее, чем оно снижается. Иными: словами, темп формирования АВПД должен быть, выше темпа его снижения.

Первую гипотезу образования АВПД в мощной глинистой толще сформулировал В.Иллинг применительно к геологическим условиям бассейна Мексиканского залива. Согласно этой гипотезе, аномально высокие давления возникают в условиях когда скорость отжатия воды из уплотняющихся глин отстает от скорости осадконакопления и запечатанный поровый флюид принимает на себя был распространен на изолированные пористые пластины, залегающие в мощных глинистых толщах. При этом, в одних случаях, образование АВПД связывалось с передачей горного давления нефтяным и газовым залежам путем внедрения верхних глин в трещины перекрываемых ими известняков [7], в других - действием исключительно геостатической нагрузки. Дальнейшее развитие гипотезы шло по пути расширения источников уплотнения, к числу которых было отнесено горизонтальное давление, вызываемое диастрофизмом, и уточнения условий наиболее благоприятных для их проявления, главным образом, "запечатывающих факторов", которым придавалось не меньшее значение, чем геостатическому давлению [16]. Гипотеза подкрепляется соответствующими расчетами и облекается в математическую форму.

Гипотеза уплотнения положила начало литогенетическому направлению в развитии взглядов на происхождение АВПД [7]. Она наиболее распространена и широко используется в практике прогнозирования аномально высоких давлений в глинистых толщах.

Несмотря на большую популярность, в особенности за рубежом, и простоту гипотезы уплотнения, действие предполагаемого ею механизма образования АВПД в природных условиях и в моделях невозможно без ряда допущений (полная изолированность осадка, воздействие на него только сил гравитации и др.) [8]. Согласно гипотезе уплотнения возникновение АВПД связывается с особенностями накопления осадочной толщи. Действие механизма уплотнения предполагает устойчивое в течение длительного

геологического времени погружение бассейна осадконакопления, на протяжении которого накапливаются монотонные глинистые толщи большой мощности с отсутствием признаков литогенетических изменений. Это, однако, не мешает привлекать гипотезу уплотнения для объяснения причин образования АВПД в древних консолидированных толщах глинистых пород, находящихся на стадии позднего катагенеза.

Таким образом для образования АВПД под действием геостатической нагрузки в реальных природных условиях требуется уникальное сочетание геологических факторов. Вместе с тем известно много примеров, когда в одном регионе, при одинаковой мощности, глинистых толщ, пластовые давления на соседних месторождениях значительно разнятся между собой. С точки зрения времени существования АВПД, связанные с геостатической нагрузкой, могут возникать только в условиях непрерывного увеличения нагрузки в процессе осадконакопления. Когда этот процесс прерывается, перестает существовать фактор, поддерживающий пластовое давление на достигнутом уровне и начинается его рассеивание. Более того, согласно расчетам темп прироста давления благодаря действию этой нагрузки практически во всех случаях не превышает темпа его рассеяния [8]. Поэтому очень трудно, а часто невозможно объяснить формирование АВПД влиянием геостатического давления без привлечения дополнительных факторов.

Одним из таких факторов считается температура. Повышение температуры может привести к росту давления в замкнутом резервуаре, но как постоянно действующий фактор, поддерживающий АВПД, ее рассматривать нельзя.

В качестве одной из возможных, а иногда единственной, причины образования АВПД рассматриваются осмотические процессы. Считается, что глинистые, перемычки, разделяющие пласты-коллекторы, насыщенные водами

различной минерализации, действуют, как полупроницаемые мембраны через которые диффундирует пресная вода в сторону выравнивания концентраций. При этом осмосу отводится двойная роль: непосредственного источника повышения пластового давления в изолированном пласте-коллекторе, принимающем диффундирующую воду, и фактора, способствующего повышению порового давления в глинах, благодаря сдерживанию потока отжимающихся из них вод в пласт, аккумулирующий осмотическое давление. По теоретическим расчетам благодаря действию сил осмоса могут развиваться давления, превышающие начальные на 25,0-40,0 МПа [7]. Опреснение пластовых вод в зонах аномально высоких давлений, отмечаемое во многих регионах (бассейн Мексиканского залива, Пакистан и др.) связывается с явлениями осмоса и это согласуется с экспериментальными данными, указывающими, что минерализация поровых растворов уменьшается с увеличением давления. С другой стороны, известно немало месторождений, где зоны АВПД характеризуются относительно высокой минерализацией поровых вод, что также объясняется влиянием осмоса (месторождения Алдье, Уллеш, Санк, Булла-море и др.) [3,8].

Причинами образования АВПД являются артезианский напор и разность плотностей пластовой воды, нефти и (или/ газа при большой высоте залежей) [7]. Совместным влиянием пьезометрического напора и большого этажа нефтегазоносности можно объяснить АВПД в подавляющем большинстве случаев. И тот, и другой фактор можно рассматривать как постоянно действующие, поддерживающие АВПД в незамкнутых водонапорных системах.

Причиной возникновения АВПД может служить так называемый гидродинамический гравитационный эффект, проявляющийся в запечатанных пластах-коллекторах большой протяженности, выведенных из горизонтального положения. В горизонтальном положении давление в таком пласте могло быть нормальным, а в наклонном, даже без перемещения в нем пластовых флюидов,

оно становится аномально высоким для новых гипсометрических уровней залегания пласта. При наличии нефти, газа и воды благодаря действию сил всплывания эффект усиливается. Его проявлением объясняются АВПД в известняках асмари на месторождениях южного Ирана. Однако, этот эффект не следует рассматривать как постоянно действующий фактор поддерживающий АВПД, поскольку изменение положения пласта происходит не непрерывно.

АВПД в вышележащем изолированном пласте или линзе возникают при наличии связи с нижележащими горизонтами по разрывным нарушениям, тектоническим трещинам, жерлам грязевых вулканов, а также по стволам скважин (переточный тип АВПД) [9]. По каналам давление передается снизу вверх и поддерживается за счет поступления: новых порций флюида до тех пор, пока в нижнем пласте содержится миграционно способный флюид. Многочисленные примеры реальности существования такого механизма формирования АВПД дает практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Миграция флюидов могут поддерживать АВПД в течение длительного времени.

Рассмотренные до сих пор гипотезы и. предположения, как правило, связывают образование АВПД с действием экзогенных факторов,, действующих внутри осадочной толщи. Вторую группу составляют гипотезы, связывающие образование АВПД с тектогенезом и эндогенными процессами [8].

Гипотеза образования АВПД благодаря тектогенезу, не менее широко распространена, чем гипотеза уплотнения. Однако, влияние, тектогенеза на этот процесс оценивается по-разному. С одной стороны, роль тектогенеза сводится к созданию путей для вертикальной миграции флюидов. С другой - тектогенез рассматривается как источник сжатия пород и флюидов. Как уже отмечалось, благодаря разрывным нарушениям, трещинообразованию, создаются условия

для связи нижележащих: более высоконапорных горизонтов осадочной толщи с вышележащими и перетоков флюидов снизу вверх. В результате горообразовательных процессов или внедрения соляных и глинистых диапиров также формируется АВПД.

Действием или участием тектонических сил объясняется возникновение АВПД практически во всех регионах мира, где оно обнаружено. Различия во взглядах исследователей проявляются в оценке времени формирования АВПД и в определении местоположения первоисточников мигрирующих высоконапорных флюидов. Большинство исследователей связывает возникновение АВПД только с неотектогенезом [3,8,7,14,15, и др.], очагами миграции флюидов считают глубокопогруженные горизонты внутри осадочной толщи [15 и др.]. Некоторые допускают возможность поступления флюидов из подкоровых недр. Гипотеза о доминирующем влиянии неотектогенеза на процессы формирования АВПД, последовательно развиваемая К.А.Аникиевым с 1963 года [7], особенно распространена среди советских исследователей.

АВПД образующиеся благодаря тектогенезу и, действию эндогенных сил имеет молодой возраст, не превышающий время его существования согласно теоретическим расчетам.

Заканчивая обзор представлений о природе и механизме формирования аномально высоких давлений, необходимо подчеркнуть, что большинство из рассмотренных гипотез появилось в результате объяснения частных случаев проявления АВПД и не может привлекаться для объяснения АВПД как регионального явления. Авторы и сторонники этих гипотез обычно ограничивают действие создающего АВПД фактора пределами того месторождения, площади, в лучшем случае района, где оно выявлено. Как правило, влияние различных природных факторов на формирование АВПД рассматривается изолированно от других в то время как в реальных условиях

они в чистом виде не проявляются, действует комплекс источников и причин, учесть доленое участие каждой из них на процесс образования и сохранения АВПД не представляется возможным. Однако, ясно, что во взаимодействии с другими, влияние одиночного фактора будет выглядеть, не столь убедительно, как это излагается сторонниками той или иной гипотезы. К природным факторам, определяющим образование*, изменение и состояние пластового давления в нефтяных, и газовых месторождениях Б.А.Тхостов относит горное давление, являющееся следствием нагрузки на пласт геостатического и геодинамического давлений, гидростатическое давление, сообщение между пластами, химическое взаимодействие флюидов, вторичные процессы цементации порового пространства пород. Перечисленные факторы в течение геологической истории действовали непрерывно с меняющейся интенсивностью. Преобладающее влияние того или иного из них определило величину начального пластового давления. Остальные факторы (температура, распад высокомолекулярных углеводородов и др.) относятся к второстепенным. "Образование аномально высоких пластовых давлений нельзя считать явлением случайным. Это закономерный результат действия в специфической обстановке сил, влияющих на образование и величину пластового давления вообще" [3, стр.22].

2 ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА КАЧЕСТВО ВСКРЫТИЯ ГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Сущность физико-химических и механических явлений, сопровождающих процессы вскрытия пласта раскрыта в теоретических и экспериментальных исследованиях: П.А.Ребиндера, С. А .Христиановича, Е.М.Смехова, Ф.И.Котяхова, В.А.Амияна, Г.Т.Овнатанова, А.С.Степанянца.и др. авторов; Не останавливаясь на научных и. практических результатах исследований этой проблемы, подробно: освещенных в литературе, отметим исключительную важность сохранения фильтрационной способности и естественной проницаемости продуктивных пластов при их

вскрытии с целью определения промышленной ценности и перспектив нефтегазоносности разрабатываемых или разведываемых объектов.

На основе накопленного за много лет опыта поисково-разведочных работ на нефть и газ и разработки нефтяных и газовых месторождений можно считать установленным, что эффективность опробования и освоения нефтяных и газовых скважин во многом определяется качеством вскрытия пластов в процессе бурения. Практика показывает, что уверенную качественную и количественную оценку притока пластовых флюидов можно получить лишь тогда, когда при проводке скважин, обеспечиваются наилучшие условия для сохранения естественной проницаемости нефтегазосодержащих пород-коллекторов. Если же в процессе бурения условия вскрытия последних неблагоприятны, результаты опробования получаются искаженными, их нельзя интерпретировать однозначно. Такие случаи чаще всего имеют место при бурении в условиях АВПД.

Качество вскрытия пластов в процессе бурения и при испытании скважин зависит от многих геологических и технологических факторов, К первым относится литология, тип, пористость и проницаемость коллектора, характер его насыщения флюидами, состав пластовых флюидов, пластовое давление, глубина залегания пласта. Ко вторым - свойства и качество буровых растворов, способ и режим бурения, конструкция скважины, компоновка низа бурильной колонны, объемная скорость циркуляции раствора, направление и величина перепада давления в системе скважина-пласт.

Наше воздействие на качество вскрытия пластов может осуществляться только путем регулирования (ограничения) влияния искусственных факторов на этот процесс. Необходимо подчеркнуть, что при достигнутой технической оснащенности и технологии вскрытия пластов

полностью исключить влияние искусственных факторов на ухудшение коллекторских свойств пород-коллекторов практически невозможно. Задача заключается в том, чтобы свести его к минимуму. Необходимо по возможности ограничить проникновение в нефтегазосодержащие пласты фильтрата бурового раствора, его твердой фазы, частиц шлама и предотвратить химическое взаимодействие пород, пластовых и поровых вод с фильтратом, которое может привести к выпадению в осадок продуктов реакции и закупорке пластов.

Глубина проникновения бурового раствора, составляющих его компонентов и шлама в продуктивные горизонты исследователями оценивается по-разному. По мнению одних глубина проникновения фильтрата раствора составляет 0,5-1,0 м [6]. Другие считают, что твердая фаза бурового раствора и шлам проникают в поровые коллекторы незначительно (на несколько сантиметров), а в трещиноватые - на десятки метров [13 и др.].

М.М.Иванюта и др., используя методы гидродинамических исследований скважин, изучили степень и характер закупорки, продуктивных пластов путем определения таких параметров как скин-эффект, коэффициент закупорки и радиус зоны закупорки пласта. Анализ гидродинамических данных позволил установить, что скин-эффект выражается положительными величинами, изменяющимися от 0,3 до 43, следовательно, процессы закупорки имеют место, коэффициент закупорки пласта изменяется от 0,35 до 0,92, причем, отмечается общая тенденция к его возрастанию в более пористых и проницаемых коллекторах ; радиус зоны закупорки изменяется от 3,2 до 28,6 м.

Несмотря на существование различных взглядов на степень проникновения фильтрата бурового раствора, частиц глины и шлама в продуктивные пласты все исследователи единодушны во мнении, что их загрязнение крайне отрицательно влияет на продуктивность скважин [8,7,15

и др.]. Независимо от масштабов, закупорка пластов снижает эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ и разработки месторождений.

На месторождениях и площадях, характеризующихся АВПД, применяются утяжеленные буровые растворы, закупоривающие поры и трещины настолько, что возникают серьезные затруднения при освоении скважин. При прочих равных условиях газоносные пласты загрязняются больше, чем нефтеносные. Причина здесь кроется в различии физических свойств газа и нефти.

Считалось, что качество вскрытия газоносных пластов значительно меньше влияет на продуктивность скважины, чем нефтяных. Лабораторными и промысловыми исследованиями доказано обратное. Нефть, обладающая большой вязкостью, притекая к забою скважины, гораздо лучше прочищает себе путь и восстанавливает проницаемость коллектора, чем газ.

Из эксплуатационных скважин, вскрывших объекты разработки с применением утяжеленных буровых растворов, в течение длительного времени (до года и более) вместе с газом выносятся утяжелитель. Такие скважины, при эксплуатации газоносных горизонтов в самых благоприятных условиях - через фильтр, восстанавливают свой дебит до стабильного после 6-10 месяцев, а некоторые после нескольких лет [5].

Некачественное вскрытие пластов в процессе бурения не всегда может быть компенсировано эффективной перфорацией. Даже самые сильные средства, перфорации не способны обеспечить такую глубину вскрытия, чтобы полностью ликвидировать отрицательные последствия вскрытия трещиноватых коллекторов с применением утяжеленных растворов. Отмечалось, что трещины пород, разбуривавшихся с применением

растворов высокой плотности, оказывались запрессованными гематитом настолько сильно, что его не удавалось извлечь с помощью больших, механических усилий. Не исключено, что на разрабатываемых месторождениях: в результате поглощения больших количеств бурового раствора происходит "защемление" углеводородных флюидов в пластах.

В ряде случаев, при вскрытии пласта, вследствие частых поглощений бурового раствора, в особенности с потерей циркуляции, поровое пространство продуктивных горизонтов закупоривается настолько, что гидродинамическая связь их со скважиной прекращается. Для восстановления последней и получения притока флюидов требуется весьма длительная обработка призабойной зоны и проведение специальных гидродинамических исследований, что не всегда осуществляется на практике. Поэтому отдельные продуктивные горизонты, вследствие задавливания их утяжеленным раствором могут не выявляться при опробовании поисковых и разведочных скважин.

Для повышения качества вскрытия и увеличения отдачи пластов принимается ряд мероприятий. Наиболее распространенным является добавление в буровые растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ), призванных сохранить проницаемость или создать в призабойных зонах условия для быстрого восстановления природных коллекторских свойств, продуктивных горизонтов после вызова притока пластовых флюидов [7]. Применением ПАВ для вскрытия пластов в течение нескольких десятков лет занимаются многие производственные организации и научно-исследовательские институты, но достигнутые результаты очень скромны, порой противоречивы. По существу применение ПАВ для повышения качества вскрытия пластов не вышло из стадии промышленного экспериментирования. Одной из основных причин создавшегося положения является то, что применению ПАВ, как правило, предшествуют всесторонние лабораторные

исследования, которые позволили бы установить, их совместимость с породами и насыщающими породы флюидами. Если лабораторные исследования проводятся, то без надлежащей иммитации скважинных условий. Зачастую ПАВ применяются без всестороннего учета литолого-физической характеристики продуктивных пластов и физико-химических свойств насыщающих их флюидов. В итоге вместо ожидаемого повышения проницаемости пластов происходит их закупорка. Не безобидны и химические реагенты, применяемые для обработки буровых растворов. Установлено, например, что такие широко применяемые реагенты, как углещелочной гипан, карбоксилметил-целлюлоза, конденсированный сульфид, спиртовая барда в высоких концентрациях, при высоких давлениях и температурах, обладают закупоривающими, свойствами [5]. Между тем, очень часто опыт применения ПАВ и химической обработки буровых растворов механически переносится с одних геологических условий, на другие. На наш взгляд, именно поэтому трудно однозначно оценить эффективность растворов с добавками ПАВ как средства улучшающего качество вскрытия пластов. Именно поэтому применение ПАВ для вскрытия пластов до сих пор не нашло широкого внедрения. В ряде случаев, с помощью ПАВ достигают положительных результатов, уменьшая вредное влияние фильтрата бурового раствора, частиц глины и, шлама, проникающих: в нефтегазоносные пласты, но полностью исключить его не удастся. Некоторые исследователи высказываются по этому поводу, более категорично: "ПАВ; никогда не дает полного восстановления проницаемости". [12, стр.34]

Изложенное в отношении ПАВ и химреагентов в значительной мере относится и к процессам интенсификации притоков с применением этих, веществ, которые проводятся, чтобы компенсировать некачественное вскрытие пластов в процессе бурения или при перфорации. Одним из самых действенных: средств интенсификации притоков является гидроразрыв: пластов. Однако, в условиях АВПД, при увеличивающейся глубине скважин

многоступенчатой (многосекционной) конструкции эксплуатационных колонн, их проведение становится все более трудно выполнимой операцией.

Существенное влияние на качество вскрытия пластов оказывает тип бурового раствора, его водоотдача, крепящие свойства. Последние годы все шире применяются буровые растворы на нефтяной основе, высокоминерализованные растворы, растворы с малым содержанием твердой фазы, безглинистые и др., которые больше способствуют сохранению природной проницаемости пород-коллекторов, чем глинистые растворы на водной основе. В этом отношении серьезного внимания заслуживает раствор ЕСК (безглинистый, солестойкий, крепящий), прекрасно зарекомендовавший себя при бурении сверхглубоких скважин на Шебелинском газоконденсатном месторождении [8]. Достаточно привести такой факт. С применением БСК, без каких-либо осложнений, была вскрыта разрабатываемая массивно-пластовая газоконденсатная залежь, в которой текущее пластовое давление было значительно ниже гидростатического. Через 3,5 года, после перфорации, через три колонны, которыми, был обсажен продуктивный интервал, без затруднений получен промышленный приток газа.

Опыт показывает, что высокоминерализованные растворы лучше предохраняют пласты от загрязнения, чем приготовленные на пресной воде. Однако они не исключают химического взаимодействия с породами и пластовыми водами и выпадения в осадок продуктов реакции.

Уменьшение водоотдачи снижает вредное влияние фильтрата раствора на проницаемость пород, но полностью его не исключает. Растворы на нефтяной основе предотвращают набухание глин, образование в прискважинных зонах характерных для газоносных пластов водных барьеров, препятствующих движению газа в скважину. Вместе с тем, эти растворы, также как и безглинистые, не могут предотвратить попадание шлама в поры и трещины

пластов-коллекторов, образование воднонефтяных эмульсий, ухудшающих их проницаемость. Иными словами, новые типы буровых растворов, как правило, не решают кардинальным образом проблемы качества вскрытия пластов. Кроме того, большинство из них не вышло из стадии опытно-промышленного применения. Не все растворы прошли проверку в широком диапазоне термобарических условий, а некоторые (высокоминерализованные, на нефтяной основе и др.) искажают результаты геофизических и геохимических исследований скважин, что является отрицательным моментом.

Улучшение качества вскрытия пластов способствует уменьшению скорости спуска и подъема бурильного, инструмента, обсадных колонн, применение буферных жидкостей, соленасыщенных цементных растворов с малой водоотдачей, ступенчатого цементирования или цементирования колонн секциями с разрывом во времени и др. Регламентирование этих и ряда других технологических операций предупреждает большие гидродинамические нагрузки на продуктивные пласты, возникновение самопроизвольных гидроразрывов пород, поглощений буровых и цементных растворов, но не может полностью исключить эти нежелательные явления.

Самым действенным и реальным мероприятием, позволяющим существенно улучшить качество вскрытия пластов в процессе бурения и испытания скважин, в настоящее время является ограничение (или регулирование) перепада давления на продуктивные пласты [14]. Величина перепада давления в системе скважина-пласты решающим образом влияет на объем фильтрата бурового раствора, вытесняющегося в пласты, на степень закупорки их твердой фазой раствора, шламом и, следовательно, на сохранение естественной проницаемости продуктивных отложений. «В снижении противодействия на пласты до технологически обоснованных норм кроются значительные резервы улучшения качества вскрытия пластов» [15, стр.22] и, добавим, повышение технико-экономических показателей

бурения. Чем меньше перепад давления на пласты, тем меньше вероятность их загрязнения. Идеальным в этом плане было бы бурение без репрессий в условиях гидростатического равновесия или дефицита давления в скважине, то есть в условиях, когда давление рабочего агента меньше или равно пластовому. Такого положения можно достичь, при бурении с промывкой забоя пенами, аэрированными жидкостями, сжиженными газами, или с продувкой воздухом или газом. Однако, для этого необходимо, с одной стороны, точно знать величины пластовых давлений, что не всегда возможно. С другой стороны, бурение на грани выброса предполагает наличие безотказного и быстродействующего противовыбросового оборудования для регулирования противодействия на пласты и высококвалифицированного контроля.

Такое оборудование в промышленном масштабе не изготавливается. Поэтому, несмотря на бесспорные преимущества (многократное увеличение механической скорости бурения, уменьшение поглощений и прихватов инструмента, сохранение естественных коллекторских свойств пород и др.), бурение с дефицитом давления, или гидростатическим равновесием в скважине пока осуществляется в опытном порядке, причем в условиях нормальных пластовых давлений или в истощенных пластах и, главным образом, в безводных разрезах поскольку вопросы изоляции водопритоков при перепадах давления, направленных из пластов в скважину, еще не решены [6,11].

Массовое бурение осуществляется с репрессиями на пласты и с промывкой забоя растворами на водной основе, что неизбежно приводит к их загрязнению. Однако и в таких условиях имеются и далеко еще не в полной степени используются возможности оптимизации вскрытия пластов. Причем, для этого не требуется ничего несбыточного. Практика убедительно доказывает, что умелым маневрированием имеющимися рёзервами, в частности, при конструировании скважин, можно существенно улучшить

условия вскрытия пластов. Речь идет об установлении максимально допустимой репрессии при бурении в продуктивном разрезе. Необходимость в этом особенно наглядно проявляется при разбурировании месторождений с крупными этажами газоносности или массивных газовых залежей большой высоты. Здесь, если не ограничивать величину перепада давления, при углублении в продуктивный разрез, разность между гидростатическим давлением столба бурового раствора и пластовым в открытом стволе скважины достигнет критических величин, что может вызвать поглощение и даже гидравлический разрыв пластов [12 и др.]. Последние опасны не только тем, что загрязняют пласты, ухудшают их проницаемость, но и тем, что, при резком снижении противодействия в скважине, выводят из-под контроля вышележащие пласты и могут явиться причиной газопроявлений, нередко переходящих в газовые выбросы и фонтаны.

На последовательный переход поглощений в газопроявления, благодаря замещению нефти и газа на буровой раствор, указывают В.Л. Крылов, Е.Л. Лебедев, В.А. Хуршудов. Проанализировав осложнения, при бурении скважин в верхнемеловых отложениях Грозненского района, авторы пришли к выводу, что эти два вида осложнений тесно связаны между собой. Их возникновение и развитие часто происходит одновременно и особенно характерно для массивных залежей с АВВД и хорошо развитыми вертикальными трещинами [7]. К аналогичному выводу пришли В.Г. Зубарев и Ю.А. Пешалов, рассматривая накопленный опыт работ по предупреждению проявлений в условиях АВВД в США. Авторы отмечают, что при значительных перепадах давления на пласт, возникают поглощения с последующим притоком флюидов в скважину.

В таких условиях очень важно ограничить интервалы углубления в газоносный разрез необсаженным стволом скважины, что равнозначно установлению оптимальных репрессий на пласты. Под оптимальными мы

понимаем репрессии, исключаящие поглощения бурового раствора и одновременно обеспечивающие предупреждение ГНВП и открытых фонтанов

Технология бурения в зонах аномально высоких давлений отличается от таковой в интервалах разреза с нормальными пластовыми давлениями только применением утяжеленных буровых растворов. Несмотря на вытекающие из этого нежелательные последствия, - более высокие гидродинамические нагрузки, гораздо большая закупоривающая способность по сравнению с растворами нормальной (до 1300 кг/м³) плотности, специальная обработка утяжеленных растворов с целью повышения качества вскрытия пластов, как правило, не проводится. На первом месте стоит чисто технологическая задача - обеспечить нормальную (без осложнений) и безопасную проводку скважин. Поэтому на практике мероприятия по охране нефтегазоносных недр при бурении и испытании скважин сводятся преимущественно к предотвращению выбросов, открытых фонтанов, обеспечению надежной изоляции пластов и т.п. Качеству их вскрытия, от которого в значительной мере зависит геологическая и экономическая эффективность поисков, разведки и разработки месторождений все еще не уделяется должного внимания. Поскольку для обеспечения чистоты пластов и предупреждения флюидопроявлений обычно предъявляются противоположные требования к величине плотности буровых растворов, то вопросы практически всегда решаются в пользу применения более тяжелых растворов и, следовательно, больших репрессий на пласты, чем этого требуют интересы максимально возможного сохранения коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Если, при бурении в зонах нормальных гидростатических пластовых давлений, такая постановка вопроса в какой-то мере оправдана, так как здесь репрессии на пласты редко достигают критических значений, то при бурении в условиях АВПД, особенно на больших глубинах, где развиты наиболее склонные к загрязнению трещинные

коллектора, как никогда ранее требуется совместить нормальные безопасные условия проводки скважин и качество вскрытия пластов в едином технологическом процессе.

Стремление исключить осложнения и повысить качество вскрытия пластов на газовых месторождениях, характеризующихся АВПД, породило множество рекомендаций по ограничению репрессий на продуктивные пласты в процессе бурения. Очень показателен в этом отношении опыт вскрытия пластов на Шебелинском месторождении, первом крупном газоконденсатном месторождении с АВПД, введенном в разработку в нашей стране. Для этого месторождения с разной степенью обоснованности предлагалось установить в качестве критических репрессий равные: 0,9 от давления гидроразрыва пород, что соответствует примерно 45% начального пластового давления или 10,8 МПа [7]; 5,9-7,8 Па или 25-35% величины пластового давления или около 2,5 Па и 20% пластового давления или около 4,4 МПа. Для соседнего, схожего с Шебелинским, Ефремовского газоконденсатного месторождения с целью лучшего сохранения коллекторских свойств и повышения рабочих дебитов скважин рекомендовалось поддерживать превышение гидростатического давления бурового раствора над пластовым в пределах 5~10% то есть 1,8-3,5 МПа [6]. Несмотря на большую высоту массивно-пластовых залежей (более 1100 и около 1500 м) и неоднородность коллекторов по площади и разрезу Шебелинского и Ефремовского месторождений, эти рекомендации носили общий характер. Они основывались, главным образом, на эмпирических данных, не учитывали меняющихся в пределах месторождения условий залегания газа (глубина, величина пластового давления, коллекторские свойства пород и т.п.). Некоторые из них были практически невыполнимыми, так как для их реализации требовалось многократно (более 10 раз) перекрывать обсадными колоннами продуктивный разрез [15].

Большой разброс величин рекомендуемых предельных репрессий для одних и тех же условий объясняется тем, какими принципами руководствовались авторы - обеспечением безопасности вскрытия горизонтов с АВПД, предупреждением катастрофических или любых поглощений, или снижением противодавления на продуктивные пласты даже при бурении без осложнений с целью улучшения условий их вскрытия и повышения дебита скважин. Обращает на себя внимание, что для одного и того же месторождения сторонники "осторожного подхода", ставившие во главу угла обеспечение безопасных условий при бурении скважин считали допустимыми более высокие репрессии на газоносные пласты, чем исследователи, ставившие своей целью ограничением репрессии достичь повышения качества вскрытия пластов.

Отрыв рекомендаций от реальных горно-геологических условий бурения и технических возможностей привел к тому, что большинство из них не нашло практического применения.

Большой практический интерес представляет опыт установления предельно допустимого интервала бурения в высокопроницаемых пластах большой мощности без проведения изоляционных работ с учетом гидродинамических давлений, возникающих в скважинах при проведении различных технологических операций [5].

Несмотря на отсутствие единого комплексного подхода к оптимизации вскрытия газоносных пластов, недостатки и нереальность отдельных рекомендаций по ограничению перепадов давления в системе скважина-пласт, их появление знаменовало новый подход к проблеме безопасности вскрытия пластов и сохранения их природных фильтрационных свойств поскольку никакими действующими инструкциями, правилами и

положениями величина максимально допустимой репрессии на пласты не регламентировалась.

За регулирование противодействия на пласты с целью снижения степени отрицательного влияния технологического процесса бурения на проницаемость прискважинной зоны, пластов-коллекторов и предупреждения осложнений (газопроявлений, поглощений бурового раствора, прихватов бурильного инструмента и др.), особенно в условиях АВПД. В Средней Азии [12], Грозном [7] и других районах успешно осуществляется бурение скважин с меньшим противодействием на кровлю газоносного разреза, чем это установлено правилами [7]. Бурение с незначительными, статическими репрессиями в высокопроницаемых пластах требует жесткого регламентирования статического напряжения сдвига бурового раствора, ограничения скорости подъема бурильного инструмента с целью недопущения снижения давления в скважине. Разработке регламентов предшествуют специальные исследования гидродинамических условий вскрытия газоносных горизонтов с АВПД [3].

По мере увеличения глубин скважин, все более актуальным становится требование не допускать существенного отклонения давления бурового раствора от пластового, все более жесткие требования предъявляются к величине допустимой репрессии. И это вполне естественно, так как на больших глубинах, где проявления АВПД встречаются повсеместно, бурение все чаще осуществляется на грани гидроразрыва пород. Более того, чем глубже залегает пласт-коллектор, тем больше вероятность встретить уменьшенный градиент давления гидроразрыва [15] а при АВПД имеет место сближение величин пластовых давлений и давлений гидроразрыва - пород [7]. В таких условиях переутяжеленные растворы не менее, а, пожалуй, более опасны, чем недоутяжеленные.

Ограничение репрессии на пласты решает еще одну важную в практическом отношении: проблему - повышение скорости бурения скважин. Установлено, что при больших перепадах давления, направленного из скважины в пласты, ухудшается вынос шлама, частицы выбуренной породы заново консолидируются, уплотняя забой, причем, силы сцепления между ними настолько велики, что снижают скорость механического бурения [18].

Оценивая влияние различных факторов на механическую скорость, являющуюся одним из основных показателей эффективности бурения глубоких скважин, А.О.Межлумов отмечает, что связывающей нитью в этом сложном процессе является дифференциальное давление. Механическая скорость бурения зависит от величины дифференциального давления в большей степени, чем от других факторов. Соотношение между ними исследовано в США в лабораторных и промысловых условиях. При этом установлена обратная зависимость и, получена достаточная сходимости данных [14]. Доказано, что, в одинаковых по твердости породах, большие перепады давления в 2,6-4 раза снижают механическую скорость бурения, а наиболее резкое ее увеличение (в 3-4 раза) наблюдается при уменьшении дифференциального давления до 0 [7].

Значительные перепады давлений на пласты не только снижают механическую скорость бурения, но и являются причиной серьезных осложнений - прихватов инструмента поглощений бурового раствора и вызванных ими газопроявлений.

Перепад давления на пласты в зоне разрушения пород обуславливает резкое снижение скорости выбуривания керна, способствует сальникообразованию на забое, что часто приводит к заклиниванию и разрушению керна. При правильном выборе плотности бурового раствора

и конструкции скважины наличие аномально высоких давлений способствует повышению технико-экономических показателей бурения.

Эффект опережающей фильтрации бурового раствора в пласт будет тем больше, чем выше его проницаемость и больше превышение давления столба бурового раствора над пластовым [14,15]. Установлено, что в газоносных пластах фильтратом раствора оттесняется от 50% до 90% первоначального содержания газа, а в нефтеносных - от 20% до 70% нефти [7].

Ограничение, репрессий на пласты важно также для повышения эффективности геофизических исследований скважин. Хотя имеется много методов замера физических свойств пород за пределами зон проникновения в них бурового раствора (БКЗ, БК и ИННК); тем не менее, наличие таких зон искажает данные электрометрии. Чтобы исключить искажающее влияние, приходится проводить дополнительные исследования или проводить электрометрические работы возможно скорее после вскрытия пластов.

С учетом глубины зоны проникновения бурового раствора выбираются средства перфорации колонн. Чем глубже зона проникновения, тем более мощные перфораторы требуются для вскрытия пластов. Однако, независимо от мощности перфораторов, большие перепады давления, направленные из скважины в пласты, при прострелочных работах, резко снижают эффективность последних. Минимальное загрязнение пласта достигается при перфорации в среде газа при репрессии 0,35-1,5 МПа [6].

Необходимо учитывать еще одно очень важное обстоятельство. На месторождениях с большими этажами газоносности условия бурения скважин становятся преобладающими среди учитываемых факторов при выделении этажей разведки и эксплуатационных объектов, что по сути связано с необходимостью ограничения противодействия на пласты.

Таким образом, речь идет не просто об ограничении репрессий на пласты, а о геолого-промысловой оптимизации условий бурения скважин, улучшении качества их вскрытия, которая позволит повысить вынос и эффективность исследования керна, быстро и эффективно восстанавливать гидродинамическую связь пластов со скважиной и получать потенциальные дебиты пластовых флюидов при опробовании и освоении скважин, определить этажи, разведки и разработки, при одновременном повышении технико-экономических показателей бурения.

С изложенных позиций проблеме вскрытия газоносных пластов при бурении и опробовании скважин до сих пор уделялось недостаточное внимание. Для оптимизации вскрытия газоносных пластов путем регулирования дифференциального давления в процессе бурения и испытания скважин нужна надежная геологическая основа, важно точно знать величины пластовых давлений и характер их распространения по разрезу. Кроме того, необходимо четко себе представлять постоянное наличие внутри скважины технологически необходимого для процесса бурения давления, создаваемого буровым раствором, которое превышает пластовое и с глубиной возрастает с большим ускорением, чем пластовое. Исследование соотношения между ними в реальных горногеологических условиях, при бурении в газоносном продуктивном разрезе, позволит определить критерий оптимизации вскрытия пластов с целью максимально возможного сохранения их природной проницаемости. З правильное определение величины забойного давления и физико-химических свойств буровых растворов видит окончательное решение наиболее трудной фундаментальной задачи - обезопасить вскрываемые маеты от потери ими своих естественных фильтрационных свойств - Г. Т. Овнатанов.

3 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ОБЪЕКТОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Проблеме качественного вскрытия продуктивных пластов посвящено значительное количество исследований отечественных и зарубежных ученых таких, как Ю.П.Желтов, В.А.Амиян, Г.Т.Овнатанов, А.И.Булатов, С.А.Рябокоть, В.Н.Кошелев, Ю.В.Вадецкий, Б.М.Курочкин, А.М.Сидоровский, В.Н.Щуров, А.Х.Мирзаджанзаде, А.М.Ясашин, Н.М.Шерстнев, В.Н.Рукавицын, В.М.Костянов, В.А.Куксов, М.Р.Мавлютов, Ю.С.Кузнецов, В.Д.Городнов, А.И.Пеньков, Е.А.Коновалов, Л.П.Вахрушев, К.С.Ахмадеев, Г.Д.Дедусенко, Э.Г.Кистер, М.Н.Липкес, У.А.Скольская, А.И.Шарипов, Р.Г.Лгафаров, А.Г.Нигматуллина, В.Г.Татауров, А.М.Нацепинская, О.К.Ангелопуло, А.С.Оганов, Р.В.Аветов, В.П.Зозуля, О.А.Лушпеева, В.Н.Поляков, Р.Ф.Ганеев, В.П.Овчинников, Р.Х.Санников, Ф.А.Агзамов, Э.А.Ахметшин, В.В.Салтыков, Е.В.Беленко, В.Ф.Гашакбаров, И.Г.Гильмашин, М.Г.Лугуманов, В.Г. Савко, И. Гленн, М. Слассер, Т. Уоткинс, Дж. Таккер и многие другие. Несмотря на значительное количество исследований, способствующих совершенствованию процессов вскрытия продуктивных пластов, проблема создания оптимизированной технологии качественного вскрытия по-прежнему остается актуальной и требующей своего решения.

Пласты-коллекторы с проницаемостью 0,05—0,5 мкм обладают высокой зоной проникновения при воздействии бурового раствора, что приводит к сложностям по вызову притока из пластов и требует применения дополнительных методов воздействия на призабойную зону пластов [2]. По данным [1, 2], наибольшая глубина проникновения фильтрата бурового раствора наблюдается в наименее проницаемых пластах-коллекторах (менее 0,1 мкм), когда закупорка пласта приводит зачастую к полной потере гидродинамической связи пласта со скважиной, что требует применения, в 'последующем, неоднократных специальных работ по интенсификации притока из пласта.

В данном случае, потенциальные возможности низкопроницаемых продуктивных пластов используются также лишь на 20—25 % [2]. При этом следует отметить, что гидравлическая программа бурения, основанная на выборе рецептур бурового раствора на основе лабораторных исследований кернового материала, не дает возможности адекватно моделировать физико-химические процессы, происходящие при вскрытии продуктивных пластов. Что приводит, зачастую, к недостоверным и ошибочным результатам по выбору оптимальных рецептур буровых растворов для качественного вскрытия продуктивных пластов.

По данным [1,2] при заканчивании скважин с открытым забоем в трещиновато-пористых коллекторах, их проницаемость, в результате проникновения фильтрата бурового раствора, также снижается на 50—80 %.

Особую роль проблема качественного вскрытия приобретает в связи с увеличением объемов бурения, при поисках и разведке углеводородов, на площадях, характеризующихся коллекторами трещинного типа [1], когда продуктивные пласты во время бурения поглощают значительные объемы бурового раствора, а сеть трещин и микротрещин, определяющая проницаемость карбонатных пород, наиболее подвержена закупориванию пласта-коллектора буровым раствором и его твердой фазой.

В целом, проведенные исследования позволили сформулировать следующие требования при проектировании свойств и состава буровых растворов на водной основе для вскрытия продуктивных отложений: [1, 2,15].

– фильтрат раствора не должен способствовать набуханию глинистых частиц, содержащихся в пласте-коллекторе и увеличению гидрофильности разбуриваемой горной породы, в результате чего резко снижается проницаемость низкопроницаемых коллекторов;

- не должно быть образования водонефтяных эмульсий, которые зачастую снижают проницаемость призабойной зоны;
- состав фильтрата должен быть таким, чтобы при проникновении его в пласт исключались физико-химические взаимодействия;
- гранулометрический состав твердой фазы бурового раствора должен соответствовать структуре порового пространства пласта;
- поверхностное натяжение на границе фильтрат — углеводородное содержание пласта должно быть минимальным;
- водоотдача, при забойных условиях температуры и давления, должна быть минимальной;
- плотность и реологические свойства раствора должны быть такими, чтобы дифференциальное давление на пласт было минимальным;
- степень минерализации и солевой состав фильтрата должны быть близкими к пластовым, а осмотическое давление - минимальным с целью исключения образования нерастворимых осадков в порах пласта-коллектора.

Таким образом, можно заключить, что подавляющее большинство исследований, связанных с сохранением фильтрационных характеристик продуктивного пласта, при первичном вскрытии, связано, в основном, с мероприятиями, направленными на улучшение качества вскрытия продуктивных пластов за счет разработки новых систем буровых растворов с минимальным загрязняющим воздействием на коллекторские свойства пласта.

Следует отметить, что в отдельных работах [1] показана оценка влияния гидродинамических процессов в призабойной зоне скважины, оказывающих негативное влияние на фильтрацию бурового раствора и проникновение его твердой фазы, кольматирующей вскрываемый продуктивный пласт. Негативное влияние продольных колебаний низа бурильной колонны, формирующих динамическую составляющую дифференциального давления в призабойной зоне, по данным экспериментальных исследований, отмечается и в работах [1].

Однако, следует отметить, что проблеме управления качественным вскрытием продуктивных пластов в оперативном режиме механического углубления ствола скважины, в т. ч. проблеме изучения геологических и технологических аспектов создания управляемого бурения на минимальной репрессии, исследователями уделяется недостаточное внимание.

3.1 Состояние проблемы качества вскрытия продуктивных пластов-коллекторов

Наряду с традиционными методами повышения качества первичного вскрытия продуктивных пластов (выбор рецептур буровых растворов, повышение качества их очистки и др.), в последнее время, для повышения качества вскрытия, рядом исследователей развивается направление гидродинамической кольматации стенок скважины в процессе механического углубления (М.Р.Мавлютов, Ю.С.Кузнецов, Р.Ш.Муфазалов и др.).

Специально разработанные конструкции кольмататоров, устанавливаемых над долотом, обеспечивают кольматацию проницаемых стенок скважины непосредственно в процессе механического углубления. При этом на стенках скважины формируется тонкая плотная фильтрационная корка, препятствующая развитию зоны проникновения фильтрата бурового раствора в продуктивный пласт.

Непосредственное создание такого кольматационного слоя, в процессе первичного вскрытия, позволяет [15]:

- предупредить поглощение бурового раствора в зонах с аномально низкими пластовыми давлениями;
- предупредить возможные водонефтегазопроявления;
- изолировать друг от друга, в процессе бурения, газонефтеводоносные пласты;
- осуществлять вскрытие продуктивных отложений при равновесном бурении, а также при отрицательных дифференциальных давлениях, так как формируемый кольматационный слой удерживает перепад давления со стороны скважины от 3 до 20 МПа и со стороны пласта-коллектора от 2 до 15 МПа;
- предохранить прискважинную и удаленные зоны продуктивных пластов от проникновения твердой фазы и фильтрата бурового раствора.

Авторы проведенных исследований отмечают, что в процессе первичного вскрытия продуктивного пласта нарушается его естественное напряженное состояние, определяемое деформационно-прочностными свойствами горных пород (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига и др.). Особую роль авторы выдвигают коэффициенту анизотропии, который может приводить к ассиметричным деформационным напряжениям в около скважинном пространстве, а в зонах концентрации напряжений — к трещинам и кавернам. При одновременном проникновении твердой фазы и фильтрата бурового раствора, наряду с деформационными изменениями пласта-коллектора в

процессе его первичного вскрытия, происходят необратимые процессы, такие, как эффект "запирания" продуктивного пласта.

Особую значимость эффект "запирания" приобретает при вскрытии карбонатных пластов-коллекторов.

С целью достоверной оценки степени гидродинамического воздействия на приствольную зону продуктивного пласта, при формировании кольматационного слоя, применяемых систем буровых растворов, дальнейшим развитием технологии является постановка исследований по экспресс-оценке, в натуральных условиях, глубины и зоны проникновения фильтрата и возможности их регулирования при формировании кольматационного экрана.

По результатам лабораторной оценки влияния гидродинамического поля на процессы фильтрации, проведенной на керновом материале, показано, что, при гидродинамических воздействиях, образование кольматационного защитного экрана ускоряется в 100 и более раз. В результате воздействия скорость фильтрации, через 15—20 секунд, становится близкой к нулю, а степень кольматации достигает 95—96 %. Объем фильтрата, проникающего в керновой материал, снижается в десятки раз.

Оценка эффективности применяемой технологии проводилась по значению удельной продуктивности пласта, увеличение которой составило почти 4 раза.

Однако следует отметить [34], что, до настоящего времени, отсутствуют исследования, позволяющие оперативно оценить влияние скорости фильтрации в продуктивный пласт в зависимости от типа коллектора, его коллекторских свойств, частоты и интенсивности воздействия при формировании кольматационного экрана непосредственно в процессе механического

углубления ствола скважины, что не позволяет осуществлять оперативное управление кольматационным процессом первичного вскрытия пласта.

4 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВПД

Установлено, что флюид (жидкость или газ) и порода в зоне АВПД находятся в состоянии высокого напряжения, которое бурно релаксируется в момент: пересечения ее скважиной. Признаки напряженного состояния характерны не только для высоконапорного скопления пластовых флюидов и вмещающих пород, а прослеживаются выше по разрезу и нарастают по мере приближения к залежи. В плане прогнозирования АВПД задача состоит в том, чтобы возможно раньше "уловить" признаки нарастающего напряжения в разрезе и оценить их по возможности в количественной форме, то есть в величине плотности бурового раствора, необходимой для успешной проводки, скважин [22]. Отсюда вполне естественно, что основными объектами исследований при прогнозировании АВПД являются толщи, перекрывающие и экранирующие высоконапорные скопления флюидов.

Прогнозирование АВПД, как самостоятельная область исследований, зародилось в 60-х годах, в связи с увеличением глубин бурения скважин и участвовавшими случаями внезапного проявления аномальных давлений. Геологическими предпосылками развития этого нового направления, включающего создание геолого-физических основ, разработку и внедрение методов оценки и прогноза АВПД, послужили исследования, позволившие установить, что в зонах аномально высоких давлений резко меняются свойства глинистых пород и что эти изменения могут быть обнаружены различными методами изучения разреза.

Полигоном исследования и опробирования методов прогноза АВПД послужил бассейн Мексиканского залива, в частности, глубокая впадина

Ралф'Кост, где развиты, в основном, терригенные отложения, содержащие многокилометровые монотонные толщи глин сравнительно молодого кайнозойского возраста, которые являются региональными: нефтегазоупорами. Это обстоятельство наложило своеобразный отпечаток на методический подход к изучению рассматриваемой проблемы: предопределило развитие методов прогноза аномально высоких давлений, связанных с глинистыми толщами.

Среди многочисленных предположений и гипотез о причинах о механизме образования аномально высоких давлений в глинистых толщах-покрышках наибольшее распространение получили два воззрения:

1. Аномально высокие давления своим происхождением обязаны геостатической нагрузке и возникают в условиях, когда темп осадконакопления превышает скорость отжатия поровых вод [8,9,10, и др.].

2. Аномально высокие давления образовались благодаря вертикальной миграции высоконапорных флюидов [7 и др.].

В соответствии с этими двумя воззрениями при прогнозировании явления экстраполируются из изученных частей разреза в неизученные сверху-вниз или снизу-вверх, то есть экранирующих толщ в коллектора или из коллекторов в экранирующие толщи. В первом случае, давление в пластах-коллекторах вторично по отношению к давлению флюидов в толще-покрышке, во втором, наоборот, давление вторично в отложениях, экранирующих залежь с АВПД.

Необходимым условием формирования зон аномально высоких поровых давлений в таких бассейнах является наличие труднопроницаемой покрышки, через которую отжимаемые флюиды не успевают фильтроваться.

В результате действия описанного механизма образования аномальных давлений глины недоуплотняются. Недоуплотнение глин носит региональный характер. Оно имеет место на всей площади бассейна, где скорость осадконакопления превышает критическую.

Второе воззрение на образование аномально высоких давлений базируется на идее передачи давлений из залежей в перекрывающие их отложения. В последних, мигрирующие снизу высоконапорные флюиды, разуплотняя глинистые породы сами формируют каналы, создают себе емкость и заполняют ее. Эта идея легла в основу разработанной К.А.Аникиевым концепции ореолов вторжения [5]. Миграция флюидов из залежей с высоким давлением в экранирующие толщи подтверждается результатами многочисленных исследований глин и примерами из практики разработки месторождений [5,8 и др.]. Ореолы вторжения по К.А. Аникиеву представляют собой зоны активного воздействия высоконапорных залежей на толщи-покрышки, изобилующие признаками-предвестниками залежей с аномально высокими давлениями. Впоследствии характерные признаки приближения к горизонтам с АВПД были обнаружены и в хемогенных толщах-покрышках.

Недоуплотнение и разуплотнение глинистых отложений сопровождается повышением их пористости и уменьшением плотности. Они характеризуются повышенной влагонасыщенностью, наличием геофизических, гидрогеологических, гидрогеохимических, геотермических и упругих аномалий. Чем больше недоуплотнены или разуплотнены глинистые породы, тем меньше их прочность.

Все эти признаки являются общими и служат универсальной основой прогноза аномально высоких поровых давлений независимо от того, как последние образовались.

Кроме прогнозирования аномальных давлений очень важно различать разуплотненные глины от недоуплотненных, то есть знать генезис поровых давлений, так как, в случае их возникновения в результате проникновения флюидов снизу, они могут служить надежным поисковым признаком (Табл. 4.1). Для зон аномально высоких поровых давлений, расположенных над залежами, характерно повышенное содержание углеводородов и повышенное битумонасыщение. Глинистые породы, обладающие аномально высоким поровым давлением, возникшим при уплотнении пород, отличаются более высокой влажностью и пластичностью. Интервалы залегания сильно увлажненных глин характеризуются более низкими сопротивлениями, сужениями ствола, сальнико-образованием, тогда как глины, насыщенные углеводородами отражаются более высокими сопротивлениями, при их разбуривании отмечаются газопроявления .

Важным отличительным признаком служит характер развития аномально высоких поровых давлений. В глинистых толщах, перекрывающих высоконапорные скопления углеводородов, интенсивность проявления поровых давлений резко возрастает от периферии к своду залежи, где пластовые давления максимальны.

Еще одной отличительной особенностью является то, что разуплотнение глинистых пород приурочено к низам экранирующих толщ. Аномальные свойства глин возрастают по мере приближения к залежам, которые они перекрывают. Недоуплотненные глины залегают, как правило, в средних наиболее изолированных частях глинистых толщ, где имело место наибольшее отставание их уплотнения.

Таблица 4.1 - Отличительные признаки недоуплотненных и разуплотненных глин.

Наблюдаемый признак п/п: (свойство)	Недоуплотненные глины с АВПД лито статического генезиса	Разуплотненные глины с АВПД, сформировавшиеся под воздействием высоконапорных газовых залежей
1. Характер распространения	Региональный	Локальный
2. Приуроченность	К средним, наиболее изолированным частям глинистых толщ	К низам глинистых толщ- покрышек
3. Повышение степени аномальности	В наиболее погруженных частях (синклиналиях)	К участкам, расположенным над гипсометрически наиболее приподнятыми частями

Окончание таблицы 4.1

Наблюдаемый признак п/п: (свойство)	Недоуплотненные глины с АВПД лито статического генезиса	Разуплотненные глины с АВПД, сформировавшиеся под воздействием высоконапорных газовых залежей
4. Характер флюидонасыщения (свойства)	Повышенная влажность, пластичность	Повышенная газо- и битумонасыщенность
5. Характеристика по данным электрометрии	Относительно пониженные уд. Электрические сопротивления	Повышенная газо- и битумонасыщенность
6. Механическая скорость бурения	Увеличение	Резкое увеличение, провалы инструмента
7. Осложнения (проявления) в процессе бурения	Сужение ствола	Газопроявления

5 ВИДЫ И МЕТОДЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АВПД

Для оценки и прогнозирования anomalно высоких давлений применяются различные исследования, среди которых ведущее место принадлежит геологическим, геофизическим и технологическим методам (Рис.5.1). В зависимости от того, когда относительно времени бурения скважин осуществляется прогнозирование anomalных давлений, различают предварительный и оперативный прогноз [7,83,7]

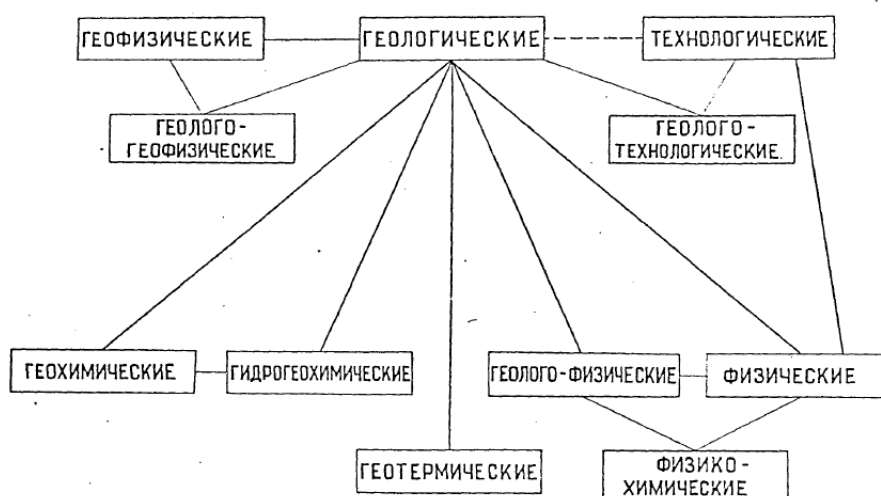


Рисунок 5.1 – Методы оценки и прогнозирования anomalно высоких давлений

Предварительный прогноз проводится в масштабе региона (региональный прогноз), в пределах отдельных поднятий или площадей (локальный прогноз) и на стадии проектирования скважин (детальный прогноз).

Региональный прогноз осуществляется на основе выявленных закономерностей распределения и условий залегания флюидов в исследуемом регионе или по принципу аналогии с другими, более изученными, имеющими сходное геологическое строение. При этом учитывается история

геологического и гидрогеологического развития региона, тип бассейна седиментации, темп осадконакопления, мощность осадочного чехла, гидродинамическая зональность, литология, тектоника, характер флюидонасыщения пород, геотемпературный режим недр и т.п.

Прогноз в пределах локальной структуры (площади) дается на основе палеоструктурного анализа с учетом чередования коллекторов и покрышек в разрезе, типа и высоты ловушек, наличия разрывных нарушений, вероятного типа залежей углеводородных флюидов, гидродинамического режима, гидрохимической зональности и др. данных.

В результате регионального и локального прогноза выделяются потенциально опасные, с точки зрения проявлений АВПД, толщи, определяется их: стратиграфическая приуроченность, площадное распространение, по возможности интервалы залегания и т.д. Локализация зон и интервалов возможных проявлений АВПД осуществляется на основе тщательного анализа геологической и гидродинамической обстановки, тектонической и неотектонической активности, условий бурения скважин в регионе и на отдельных площадях.

Данные регионального и локального прогноза служат основой для прогнозирования пластовых давлений на стадии проектирования скважин. На этой стадии определяется глубина, на которой ожидается вскрыть зону аномальных давлений, величина последних и характер их изменения (поинтервальные градиенты) по разрезу проектируемой скважины, характер флюидонасыщения пород, оценивается их проницаемость и возможные дебиты. Помимо выбора технических средств, технологии бурения, конструкции скважин, данные предварительного прогноза помогают определить рациональный комплекс исследований для оперативного прогноза АВПД.

Для предварительного прогноза используются, в основном, геологические методы исследований и методы разведочной геофизики, а также данные, накопленные при оперативном прогнозе пластовых давлений. В американской практике, например, при составлении программы буровых работ на новых месторождениях (площадях) учитываются результаты оценки пластового давления по технологическим данным бурения в сходных горно-геологических условиях. Обобщение этих данных помогает при проектировании: конструкций скважин и выборе, типоразмеров долот.

Оперативный прогноз аномальных давлений осуществляется непосредственно в процессе бурения скважин. Как бы ни был обоснован предварительный прогноз, он остается только прогнозом. Его необходимо контролировать при бурении скважин и в случае отклонения фактических данных о давлении флюидов от прогнозных величин, оперативно корректировать плотность бурового раствора, технологию бурения и, при необходимости, конструкцию скважины.

Оперативный прогноз осуществляется при помощи геологических, геофизических, технологических, геохимических, гидрогеохимических, геотермических: и других методов исследований. Задача оперативного прогноза АВПД состоит в том, чтобы заблаговременно выявить признаки, указывающие на приближение к высоконапорному скоплению флюидов и дать количественную оценку ожидаемых пластовых давлений.

В группе методов оперативного прогноза следует выделить и экспресс-методы. К постфактумным относятся, например, все геофизические методы исследования скважин, термометрия, методы, базирующиеся на результатах исследования керна и т.п. С помощью экспресс-методов: признаки зон аномальных давлений выявляются моментально. Для этого не требуется

останавливать или прерывать процесс углубления скважины, проводить какие-либо лабораторные исследования и расчеты.

Большинство экспресс-методов связано с наблюдениями за буровым раствором и исследованиями шлама, по результатам которых можно на поверхности судить о гидродинамической обстановке в скважине и прогнозировать ситуации при дальнейшем ее углублении. Однако, при интерпретации результатов исследования бурового раствора и шлама, необходимо учитывать, что за время их движения от забоя до устья скважина успевает углубиться и вносить поправку на глубину.

"Отставание" исследуемой порции раствора и шлама от забоя, при котором отобраны пробы, характерно практически для всех экспресс-методов оценки и прогнозирования АВПД в процессе бурения скважин. Это отставание можно учесть.

Ряд признаков, характеризующих зону аномальных давлений, отстает на время поступления сигнала на поверхность, которое учесть невозможно. Имеются в виду такие признаки, как изменение объемной скорости циркуляции, если оно не вызвано поступлением в скважину жидких пластовых флюидов, всплески и броски, самопроизвольное движение, разгазированные "пачки" бурового раствора, "отставание" которых зависит от интенсивности газопроявления.

6 ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МИНИМАЛЬНОЙ РЕПРЕССИИ

В настоящее время нечетко определены понятия качества работ в бурении и при заканчивании скважин. Проблема качества строительства скважин (особенно горизонтальных) для многих производственных объединений РФ стоит очень остро [16].

Интегральная характеристика качества скважин — получаемый полезный эффект, т.е. добыча количества углеводородов на рубль затрат при строительстве скважин — за последние 10 лет сократилось более чем в два раза. Это объясняется не только необходимостью освоения новых, более труднодоступных со сложными горно-геологическими условиями месторождений. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2-4 раза больше в зависимости от условий [16]. Это один из главных путей увеличения эффективности нефтегазодобывающей промышленности, альтернатива экстенсивному пути ее развития, экономически не оправданному освоению многих новых малопродуктивных месторождений [16].

Решение проблемы качества строительства скважин сдерживается в первую очередь следующими факторами [16]:

- отсутствуют обоснованные методы оценки и управления качеством. Действительно, критерию обоснованности - наличию взаимно однозначного соответствия между результатами оценки качества и получаемым полезным эффектом - не удовлетворяет ни одна из известных методик. А если нет обоснованных методов оценки качества, то нет и обоснованного управления качеством [16].

- Регламенты и проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин, без обоснования условий, при которых они будут выполнять свое назначение.

- Буровые предприятия недостаточно оснащены необходимыми техническими средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.

Успешное решение проблемы качества требует комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимосвязанных, разработанных на

единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта включает большой круг вопросов, хотя до настоящего времени понимается довольно ограничено - главным образом уделяется внимание буровым растворам, минимально снижающим проницаемость призабойной зоны [16].

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в пристволенной зоне, проникновением фильтрата бурового раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. 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. Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями [16].

Однако, отсутствие технических средств обеспечивающих надежную проводку скважин на равновесии или в режиме депрессии, вынуждают осуществлять вскрытие пластов в условиях репрессии [16].

Репрессия на пласт как фактор имеет превалирующее 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 продуктивного пласта (горизонта) [15,16].

Значения давления на забой и степень его влияния на призабойную зону во многом определяется характером и интенсивностью проводимых в скважине

операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине, при восстановлении циркуляции после спуска инструмента на забой, несмотря на то, что гидродинамические давления при этом действуют на пласт кратковременно, в пределах 3-5 мин. Значение забойного давления может достигать 75-80% величины полного горного давления, что иногда вызывает гидроразрыв пласта. Причинами роста гидродинамических нагрузок на пласт в неглубоком бурении являются также высокие скорости спускоподъемных операций. Гидродинамическая репрессия на пласты при этом может возрастать до 3-9 МПа. [16]

Как уже подчеркивалось в разделе 1 исследованиями установлено, что репрессия отрицательно влияет на коллекторские свойства продуктивного пласта, в результате чего удлиняются сроки освоения скважин, снижается их производительность, уменьшается коэффициент нефтеотдачи, а на различных площадях по этой причине могут быть не введены в промышленную эксплуатацию отдельные продуктивные пласты и пропластки [15,16].

Серьезные осложнения возникают при вскрытии продуктивных пластов на скважинах глубиной 4000-5000 м. На таких глубинах трудно регулировать давление на забое вследствие высокого пластового давления, а также периодического проникновения в буровой раствор газа. Положение усугубляется еще тем, что в отдельных случаях приходится прибегать к утяжелению бурового раствора до плотности 1800-2200 кг/м.

В этих условиях, чтобы избежать возможных проявлений пласта, вскрытие его осуществляют при весьма большом превышении давления над пластовым. Это приводит к гидроразрыву пласта и уход в него больших количеств раствора, особенно при часто повторяющихся спускоподъемных операциях, когда имеет место резкое изменение гидродинамического давления на стенки скважины [15,16].

О чрезмерном превышении давления (%) в стволе скважин в процессе вскрытия над пластовым давлением можно судить по следующим фактическим данным, приведенным в работе [16]:

- Куйбышевская область 18-48 %
- Украина 50-80 %
- Азербайджан 60-120 %

В связи с этим глубина проникновения фильтрата в продуктивный пласт может быть весьма большой. По данным специальных исследований она составляла на нефтегазовых месторождениях Азербайджана 1,4-2,5 м, на Майкопском газоконденсатном месторождении 0,5 - 3,0 м, на Самотлорском месторождении 6,0 - 37 м и т. д. [16].

Вследствие этого, в процессе вскрытия в пласт проникает не только фильтрат, но и буровой раствор, при этом в зависимости от конкретных условий глубина проникновения может иметь очень большую протяженность [15,16].

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов при разведочном и эксплуатационном бурении, систематические исследования влияния различных буровых растворов, непроницаемость 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 [15,16].

Так, например, на некоторых газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири (Уренгойское и Ямбургское месторождения), по мнению специалистов, экономически обосновано применение существующей технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, предотвращающими снижение естественной проницаемости пласта. В тоже время, когда, применяя существующую технологию, не удастся получить промышленный приток газа, необходимо искать новые типы растворов или

применять новые технико-технологические решения процесса вскрытия продуктивных пластов [15,16].

Например, на Астраханском газоконденсатном месторождении, где газовая залежь представлена коллекторами норово-трещинного типа большой мощности, в течении нескольких лет продуктивные объекты вскрываются с промывкой глинистым хлоркальциевым раствором плотностью 1750 кг/м^3 . В результате существенно снижается проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта, освоение скважин затрудняется и требуется неоднократное проведение мероприятий по интенсификации притока газа [16].

Перспективным направлением совершенствования технологии проводки скважин и вскрытия продуктивных пластов является бурение с регулированием дифференциального давления в системе скважина-пласт [15,16].

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 [16].

Методы равновесного бурения с регулированием дифференциального давления в системе скважина-пласт базируются на оперативном контроле за пластовым давлением и на корректировке плотности бурового раствора. Появляется необходимость частых остановок (перерывов) в бурении для замера пластового давления (по значению устьевого давления) и изменения плотности бурового раствора [15,16].

Проведенный анализ современного состояния разработки систем проектирования строительства нефтяных и газовых скважин показал, что наиболее актуальным, на стадии проектирования строительства глубоких поисковых и разведочных скважин в сложных горно-геологических условиях, является обеспечение качественного вскрытия потенциально продуктивного пласта-коллектора, исключая его пропуск при прогнозировании

геологического разреза и сохранение его коллекторских свойств в процессе первичного вскрытия.

Промысловая практика показывает, что вскрытие продуктивных пластов почти повсеместно проводят с применением промывочной жидкости, рецептура которой подбирается с целью предупреждения осложнений при проводке открытого ствола скважины без учета конкретных геологических условий месторождения, литолого-физических свойств коллектора и физико-химических характеристик насыщающих его флюидов.

Возможность аварийного выброса является самым большим препятствием, сдерживающим широкое внедрение бурения на равновесии (минимальной репрессии) или в режиме депрессии [15].

В настоящее время зарубежные фирмы накопили большой опыт бурения скважин при равновесии давления в системе «скважина-пласт». Широкому внедрению данной технологии за рубежом способствовало значительное (в 3-4 раза) увеличение механической скорости бурения и снижение общей стоимости строительства скважины на 30-50% [15].

За рубежом технология бурения при равновесии давления в системе «скважина-пласт» базируется на наличии надежного противовыбросового оборудования и специальной установки для плавного глушения проявляющей скважины [15].

Также, в таких проектах является необходимым достоверный и высокоточный прогноз структурных построений нефтегазоносных залежей в объемном представлении, высокоточный прогноз момента входа в продуктивный пласт, прогноз фильтрационно-емкостных свойств вскрываемых пластов-коллекторов, оценка характера их насыщения, пластового давления, прогноз зон с АВПД (АНПД) и др., являющихся первостепенной основой для реализации технологии бурения на минимальное репрессии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кошелев В.Н., Пеньков А.И., Беленко Е.В. Буровые растворы для качественного первичного вскрытия продуктивных пластов. Сб. трудов НПО "Бурение", Краснодар, 2002, № 8, с.35-40
2. Справочник по испытанию скважин. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. М., Недра, 1984, с.154-162
3. Мавлютов М.Р., Поляков В.Н., Кузнецов Ю.С. и др. Управляемая кольматация призабойной зоны пластов при бурении и заканчивании скважин. Нефтяное хоз-во, 1984, №6, с. 7—10
4. Тхостов Б.А. Начальные пластовые давления и гидродинамические системы. - М.: Недра, 1966. – 201-223 с
5. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. - Л.: Недра, 1971. – 37-48 с
6. Гуревич А.Е., Введенская А.Я. Некоторые замечания об экстремальных геофлюидодинамических давлениях, Труды ВНИГРИ, вып. 387, Л.,1976, с.108-124.
7. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. - М.: Недра, 1978. – 12-23с.
8. Фергль УД. Аномальные пластовые давления. Их значение при поисках, разведке и разработке ресурсов нефти и газа. Перевод с англ. Е.В.Кучерука» - М.: Кедра, 1980. 48-56 с.
9. Ласточкин А.Н. Пеотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. - Л.: Недра, 1974. – 13-25 с.

10. Гуревич А.Е. Геофлюидодинамика: структура и контуры теории. Тр. ВНИГРИ, Л., 1976, с.10-46.
11. Сыров ЕЛ., Остапенко А.Ф. Некоторые причины существования аномалий пластовых давлений в газоконденсатных залежах центральной зоны ДДВ. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений-, X5 4, 1976, с.22-26.
12. Мамаджанов У.Д., Рахимов А.К., Поляков Ф.А., Стрелко И.Ш. Заканчивание газовых скважин. - М.: Недра, 1979. – 113-157 с
13. Иманов А.А., Мамедов Д.А. и др. Исследование механических, физико-коллекторских свойств пород и усовершенствование технологии проводки глубоких скважин. Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1981, с.32-36.
14. Марченко Р.Н., Измайлов Л.Б. и др. Влияние величины дифференциального давления на успешность бурения и крепления скважин; Бурение, 1976, с.8-11.
15. Зарипов Р.Р., Муфазалов Р.Ш., Климова Л.Р. Гидроакустическая технология для бурения скважины и первичного вскрытия продуктивного горизонта. НТЖ "Технологии ТЭК", ИД "Нефть и капитал", 2006, № 2, с. 38-51
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.Н., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. 0 0 0 «Курс-Бизнесцентр» 2000, 9-22