

А.М. Киреев, В.С. Войтенко

**УПРАВЛЕНИЕ ПРОЯВЛЕНИЯМИ
ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Том 2

А. М. Киреев
В. С. Войтенко

**УПРАВЛЕНИЕ ПРОЯВЛЕНИЯМИ
ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Том 2

Издательско-полиграфический центр «Экспресс»
Тюмень
2006

УДК 622.834.2
ББК 33.14
К 43

ISBN 5-98100-064-3

А. М. Киреев, В. С. Войтенко. Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин: Монография. Том 2. – Тюмень: Издательско-полиграфический центр «Экспресс». 2006. – 286 с.

Проанализировано состояние проблемы проявлений горного давления в глубоких скважинах с учетом существующих гипотез горного давления, состояния шахтных стволов, расчетных методов напряженно-деформированного состояния горных пород в нетронутом массиве и пристволенной зоне. Изложены гипотеза проявлений горного давления в нефтегазовых скважинах и расчетные зависимости для определения напряжений около скважины, размеров предельной области и скорости сужения стволов. Особое внимание уделено реологическим свойствам горных пород и методам их определения, анализу элементов физико-химической механики и физико-химических явлений в процессах взаимодействия горных пород с буровыми растворами и рабочими жидкостями. Приведены доступные для инженерной практики технико-технологические решения управления проявлениями горного давления, в том числе при наличии зон аномальных пластовых давлений, с целью обеспечения устойчивости открытых и закрепленных стволов нефтегазовых скважин, улучшения условий разрушения горных пород на забое, увеличения дебитов скважин и нефтегазоотдачи продуктивных пластов.

Книга предназначена для инженерно-технических работников буровых, нефтегазодобывающих и горных предприятий. Будет полезна преподавателям, аспирантам и студентам нефтегазовых, горных и геологоразведочных институтов и университетов.

Рецензенты: Р. С. Яремийчук, доктор техн. наук, профессор
(Иваново-Франковский университет нефти и газа),

В. П. Овчинников, доктор техн. наук, профессор
(Тюменский государственный нефтегазовый университет)

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- p_1 – горное давление;
- p_p – давление столба бурового раствора;
- ρ_n – плотность горной породы;
- ρ_p – плотность бурового раствора;
- g – ускорение свободного падения;
- μ – коэффициент Пуассона;
- φ – угол внутреннего трения горной породы;
- λ – коэффициент бокового распора;
- τ_i – предел текучести горной породы при сдвиге;
- δ_i – предел текучести горной породы при одноосном сжатии;
- C – напряжение сцепления горной породы;
- m – коэффициент разрыхления горной породы при ее переходе в предельное состояние;
- η_c – пластическая вязкость горной породы при сдвиге;
- η_o – пластическая вязкость горной породы при одноосном сжатии;
- $\eta_{ш}$ – пластическая вязкость горной породы по методу шарика;
- R – радиус предельной области;
- a – начальный радиус ствола скважины;
- r – текущий радиус;
- h – глубина залегания породы;
- $\sigma_z, \sigma_n, \sigma_r$ – главные нормальные напряжения, соответственно осевое, кольцевое, радиальное;
- σ_o, σ_p – пределы прочности породы при кратковременном нагружении в условиях одноосного сжатия и растяжения соответственно;
- σ_i – эффективные напряжения в скелете породы;
- n – параметр энергетического состояния влаги в породе.

ГЛАВА 7

УЛУЧШЕНИЕ БУРИМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД РЕГУЛИРОВАНИЕМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ*

7.1 Общие сведения

Управляя напряженно-деформированным состоянием призабойной зоны можно активно влиять на разрушение горной породы при бурении. С этой точки зрения изучение факторов, определяющих эти процессы, представляет научный и практический интерес.

Особое значение имеет пластовое (поровое) давление — одна из составляющих компонент горного давления. Изменяя разницу между гидродинамическим давлением в затрубном пространстве и этой компонентой, т.е. регулируя величину дифференциального давления, мы можем оказывать существенное влияние на эффективные напряжения в скелете породы и процесс ее разрушения.

В этом аспекте при проектировании скважин стараются исключить значительные превышения гидродинамического давления над пластовым и добиться противоположного варианта: существенного снижения гидродинамического давления. Создание сбалансированного давления в системе «скважина–пласт» способствует улучшению целого ряда технологических процессов и операций. При минимально возможных дифференциальных давлениях изменяются, в благоприятную сторону, условия разрушения горных пород, очистка забоя от выбуренной породы, снижается вероятность возникновения некоторых видов аварий и осложнений и т.д.

Согласно экспериментальным данным Р.Е. Мак-Кея и П.Е. Пилкинтона, технология бурения скважин, предусматривающая постоянную корректировку давлений, которая ориентируется на минимальное дифференциальное давление, позволяет сократить время строительства глубоких скважин. Например, при проводке скважин на одном из месторождений США глубиной 4300 м по обычной технологии затрачивается 93 суток, а по технологии бурения на минимальных дифференциальных давлениях — только 45 суток. Даже несмотря на то, что данная технология бурения требует дополнительных затрат, достигающих 1100 дол/сут и усложнения некоторых видов технологических операций, конечный резуль-

тат обеспечивает ощутимые прибыли. Подчеркнем, что до тех пор, пока на забое скважины не будут обеспечены минимально возможные дифференциальные давления, то есть отбалансирована система «скважина – пласт», никакие мероприятия по совершенствованию техники и технологии не приведут к полной оптимизации процесса строительства скважин. Только благодаря переходу на бурение в условиях пониженных дифференциальных давлений можно рассчитывать на кратное повышение основных технико-экономических показателей бурения.

Актуальность и перспективность вопросов, связанных с управлением дифференциальных давлений не вызывает сомнений. Накопленный опыт убедительно свидетельствует, что всякие попытки повысить технико-экономические показатели бурения глубоких скважин без учета гидродинамических условий технологического процесса малоэффективны и, в конечном счете, не рентабельны.

Мерой оценки эффективности единичных актов разрушения горной породы является механическая скорость проходки, которая тесно взаимосвязана с режимом работы породоразрушающего инструмента. На протяжении нескольких десятилетий совершенствовались зависимости между механической скоростью проходки и основными факторами, влияющими на ее значение. Другими словами, делались попытки описать процесс разрушения горной породы с помощью математических уравнений. Несложно догадаться, какие широкие возможности откроются перед технологами-практиками, когда поставленная задача будет решена. К сожалению, приходится констатировать, что общепризнанной методики пока не существует. И, тем не менее, рассмотрим некоторые уравнения, поскольку всякое движение вперед должно базироваться на достигнутом.

Математическая модель изменения механической скорости проходки от относительной осевой нагрузки и частоты вращения описывается следующим уравнением:

$$V_{\text{м}} = \frac{a \cdot n^{\alpha} \cdot G^2}{1 + b^4 G^4}, \quad (7.1)$$

где $V_{\text{м}}$ — механическая скорость проходки; n — частота вращения долота; G — относительная осевая нагрузка, приходящаяся на единицу диаметра долота:

$$b = \frac{1}{G_{\text{max}}}; \quad \bar{G}_{\text{max}} - \text{относительная осевая нагрузка, соответствующая максимальной}$$

механической скорости проходки; a, α — параметрические коэффициенты.

Математическая модель изменения механической скорости проходки предложена ВНИИБТ, а методика оперативного управления работой долота по механической скорости бурения отражена в руководящем документе. В качестве замечания следует указать, что предлагаемое уравнение не учитывает сте-

* Раздел написан совместно с В.К. Сорокоумовым

пень износа породоразрушающего инструмента, качество промывки, физико-механические свойства применяемого бурового раствора и прочих факторов.

Однако, на наш взгляд уравнение (7.1) наиболее полно отражает все случаи разрушения горной породы при бурении: поверхностное разрушение при малых осевых нагрузках, переходную зону от поверхностного разрушения к объемному и объемное разрушение, достигаемое при более высоких осевых нагрузках.

Общий характер изменения механической скорости проходки в зависимости от осевой нагрузки при постоянстве частоты вращения долота показан на рисунке 7.1.

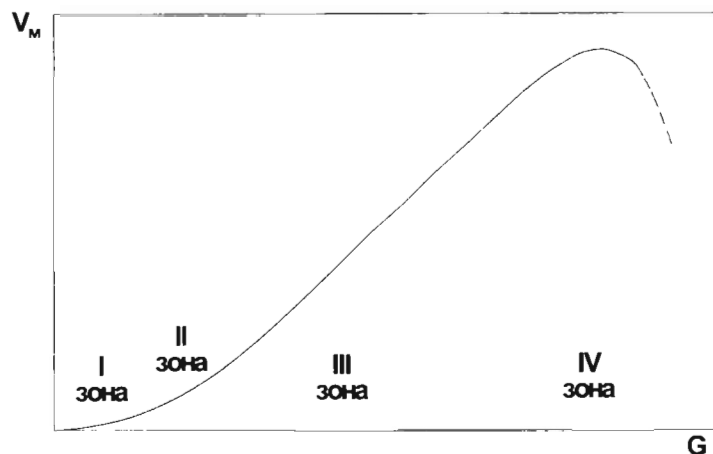


Рисунок 7.1 – Общий характер изменения механической скорости проходки в зависимости от осевой нагрузки при постоянной частоте вращения долота

В представленной зависимости $V_m = f(G)$ можно выделить четыре зоны, которые характерны при воздействии вооружения долота на горную породу. Рассмотрим эти зоны.

Первая зона. Происходит прямо-пропорциональное увеличение механической скорости проходки от осевой нагрузки на долоте. Разрушение породы происходит за счет эффекта истирания и усталостных явлений. Контактные напряжения, возникающие между зубом долота и горной породой, находятся на уровне, не соответствующем критическим значениям, требуемым для разрушения данной породы.

Вторая зона. Наблюдается опережающий рост механической скорости проходки от осевой нагрузки, создаваемой на долоте. Контактные на-

пряжения еще недостаточны для объемного разрушения поверхности забоя. Отдельные менее прочные участки уже могут разрушаться таким образом, но преобладающим видом разрушения является усталостное разрушение, связанное с циклическим воздействием зуба долота на поверхность забоя и образованием усталостных трещин. Благодаря частичному объемному разрушению интенсифицируется процесс разрушения породы за счет усталостных явлений и сдвигов в поверхностном слое породы.

Третья зона. На большом участке отмечается прямо-пропорциональное повышение механической скорости проходки от осевой нагрузки. На забое имеет место процесс объемного разрушения горной породы, сопровождающийся истиранием, сдвигом и усталостными явлениями. Однако в этой зоне преобладает объемное разрушение горной породы, когда наблюдается выкол консоли при воздействии вооружения долота. Контактные напряжения, возникающие между зубом и массивом горной породы в локальной зоне, превосходят предел прочности породы на вдавливание.

Четвертая зона. Эта зона соответствует максимальному внедрению вооружения долота в горную породу. Контактные напряжения еще больше превосходят пределы прочностных свойств разбуриваемых пород. Происходит чисто объемное разрушение поверхности забоя.

Однако в определенных категориях горных пород характерные зоны разрушения могут быть сглажены или отсутствовать. Например, в пластичных породах при небольших осевых нагрузках обеспечивается объемное разрушение, а первые две зоны отсутствуют.

На рисунке 7.1 представлен общий характер зависимости $V_m = f(G)$, который раскрывает качественную сторону процесса разрушения горной породы. Зависимость механической скорости проходки от осевой нагрузки в таком виде, как она показана на рисунке 7.1, подтверждена результатами экспериментальных исследований, проведенных С. И. Кувыкиным и Н. Ф. Кагармановым. На рисунке 7.2 представлена зависимость изменения механической скорости проходки от осевой нагрузки $V_m = f(G)$ при различных частотах вращения для уральского песчаника, характеризуемого твердостью 0,230 МПа и кармалинского известняка, имеющего твердость 0,130 МПа. В уральском песчанике просматриваются первая, вторая и третья зоны. Критическая нагрузка, при которой происходит объемное разрушение горной породы, не была достигнута. В кармалинском известняке наблюдаются третья и четвертая зоны.

Из приведенных на рисунке 7.2 зависимостей $V_m = f(G)$ обращает на себя внимание одно важное обстоятельство: достичь критических нагрузок, определяющих наиболее эффективное объемное разрушение проще в горных породах, обладающих меньшей твердостью, чем в более твердых породах.

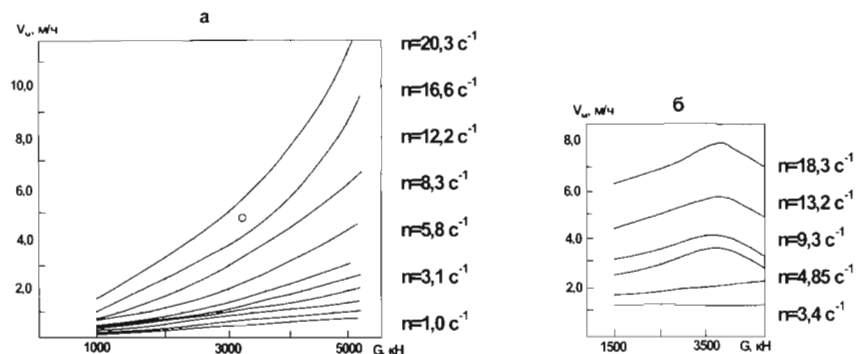


Рисунок 7.2 – Изменение механической скорости в зависимости от осевой нагрузки на долото при различных частотах вращения:
а) уральский песчаник (твердость 0,230 МПа);
б) кармалинский известняк (твердость 0,130 МПа)

Аналогичные данные, подтверждающие характер изменения механической скорости проходки от осевой нагрузки и повышение вероятности достижения критических нагрузок в менее твердых горных породах, получены рядом других исследователей: Е. А. Козловским, В. И. Михиным, А. М. Магардумовым и Л. А. Дамаревским.

По мере роста глубины скважины наблюдается закономерное увеличение твердости горных пород. Логическим следствием является увеличение критических нагрузок на долоте, характерных для эффективного объемного разрушения горных пород. Долото переходит на менее эффективные режимы работы. Например, вместо объемного разрушения может иметь место усталостное разрушение, связанное с циклическим воздействием зуба на поверхность забоя.

Таким образом, с ростом глубины скважины снижается механическая скорость проходки и интенсифицировать процесс разрушения горной породы за счет режимных факторов не удастся.

Совершенствование математических моделей, описывающих процесс бурения, привело к более сложным уравнениям, учитывающим большее количество факторов. Например, G. R. Gray и F. C. Joung предложили следующую зависимость между механической скоростью проходки и основными факторами, влияющими на ее величину

$$V_m = \frac{k \cdot n^\lambda (G - G_0)(V_{M0} - \alpha \Delta P)}{V_{M0} D_d S^2 (1 + CH)} \left(\frac{Q \cdot \rho}{d_n \cdot \mu} \right)^\gamma, \quad (7.2)$$

где k – постоянная буримости горных пород; n – частота вращения долота; $\lambda = 0,5$ – экспоненциальная постоянная; G – осевая нагрузка на долото; G_0 – осевая нагрузка на долото, при которой начинается объемное разрушение породы; V_{M0} – механическая скорость проходки при $\Delta P = 0$; α – постоянный коэффициент; ΔP – дифференциальное давление; D_d – диаметр долота; S – твердость горной породы; C – постоянный коэффициент; H – стандартный износ вооружения (0 – для нового долота, 1,0 – для полностью изношенного долота); Q – расход жидкости; ρ – плотность бурового раствора; d_n – диаметр насадки долота; μ – вязкость бурового раствора; $\gamma = 0,271$ – постоянный коэффициент.

В уравнении (7.2) учитывается влияние прочностных свойств горных пород, дифференциальное давление, обобщенный критерий Рейнольдса, связанный с гидравлической программой, и износ вооружения долота.

Анализ уравнения (7.2) позволяет оценить влияние каждого из факторов, входящего в эту модель. Наиболее сильно на механической скорости проходки сказывается прочностная характеристика горной породы, представленная в математической модели индексом «S». Твердость породы имеет показатель степени – два. Даже небольшое изменение твердости горной породы ведет к значительному изменению механической скорости проходки, что наблюдается при бурении в перемежающихся по твердости горных породах при постоянных параметрах режима бурения.

Показатель степени γ , при обобщенном Рейнольдсе, имеет среднее значение меньше 1,0, поэтому снижение механической скорости проходки может быть объяснено не за счет резкого изменения физико-механических свойств бурового раствора, а влиянием других факторов, например, износом вооружения долота или дифференциальным давлением.

Таким образом, при отсутствии возможности воздействовать на механическую скорость проходки режимными параметрами появляется перспектива оказывать влияние на ее значение через дополнительные факторы.

Одним из таких факторов является дифференциальное давление. Для понимания его роли целесообразно рассмотреть существующие представления о механизме разрушения горной породы при воздействии долота.

7.2 Механизм разрушения горных пород на забое

Эффективность разрушения горной породы обусловлена интенсивностью отдельных актов разрушения. Исследования, направленные на изучение процесса разрушения поверхности забоя, являются базой для разработки конструкций долот, создания новых типов долот, их приводов, проектирования режимов бурения и совершенствования технологического процесса бурения в целом.

Отличительная особенность процесса разрушения горной породы заключается в том, что отделение частиц шлама от поверхности забоя происходит в направлении, противоположном направлению действия силы. Эта специфика обусловлена физико-механическими свойствами горных пород, которые по своим прочностным параметрам на различные виды разрушений отличаются весьма существенно. Например, прочностные параметры на сдвиг и на сжатие для большинства категорий горных пород отличаются более чем в 5–20 раз. Ранжируя прочность горных пород в соответствии с определенным видом разрушения и прочностными характеристиками: прочность на сжатие $G_{сж}$, нормальное напряжение при срезе $\tau_{ср}$, прочность на изгиб $G_{из}$ и предел прочности на растяжение G_p , можно констатировать, что наибольшее сопротивление горные породы оказывают на сжатие, а при других видах деформации их прочностные характеристики ниже:

$$G_{сж} \gg \tau_{ср} \gg G_{из} \gg G_p. \quad (7.3)$$

Большое влияние на прочностные характеристики горных пород оказывает окружающая среда. Этот момент представляется важным по той причине, что прочностные свойства горных пород изменяются в зависимости от геологических условий. Сравнение образцов горных пород по прочностным параметрам в нормальных условиях может привести к ошибочным выводам и рекомендациям. Наиболее правильно подходить к решению данного вопроса, согласуясь с условиями процесса, происходящего на забое бурящейся скважины.

С возрастанием глубины залегания горных пород наблюдается рост геостатического давления. Их плотности и пористость также существенно зависят от глубины. На глубине горная порода находится в условиях всестороннего сжатия. Это обстоятельство также имеет немаловажное значение при анализе факторов, влияющих на механизм ее разрушения. Считается, что именно эти две отмеченные причины наиболее сильно изменяют физико-механические свойства горных пород.

Экспериментальными исследованиями Л. А. Шрейнера, Б. В. Байдюка и Н. Н. Павловой и др. установлено, что в условиях высоких давлений увеличиваются предел текучести, предел прочности и пластичности всех горных пород. Интенсивность повышения прочностных характеристик зависит непосредственно от типа горной породы.

В. В. Булатов, изучая изменение физико-механических свойств горных пород в условиях всестороннего сжатия, подтвердил сведения о том, что твердость и предел текучести увеличивается по мере роста горного давления. На следующем этапе исследований он установил, что в зависимости от величины горного давления твердость пород изменяется неравнозначно. Интенсивное увеличение твердости происходит при давлениях 70–80 МПа для одних типов горных пород и при 30 МПа – для других категорий горных пород. Наиболее значительное влияние давления характерно для горных пород, у которых твердость при атмосферных условиях меньшая. Например, известковистая глина при атмосферном давлении имеет твердость

$38,5 \cdot 10^7 \frac{H}{м^2}$, а при моделировании горного давления в 100 МПа твердость ее увеличивается до $138 \cdot 10^7 \frac{H}{м^2}$. При тех же условиях твердость доломита изменяется от $367 \cdot 10^7 \frac{H}{м^2}$ до $494 \cdot 10^7 \frac{H}{м^2}$. С ростом глубины залегания горных

пород увеличивается и коэффициент пластичности. Например, по результатам исследований В. В. Булатова глинисто-карбонатные породы с твердостью $188 \cdot 10^7 \frac{H}{м^2}$ и $K = 2,2$ при создании в камере давления 15–20 МПа изме-

няют характер разрушения при вдавливании штампа. От хрупкого разрушения наблюдается переход к вязкопластичному.

Таким образом, можно констатировать, что физико-механические свойства горных пород в условиях всестороннего сжатия существенно изменяются по мере роста глубины скважины.

Влияние температуры сводится к уменьшению предела текучести. Согласно экспериментальным исследованиям для осадочных горных пород при нагреве до 200°C происходит снижение предела текучести на 15–20%. Для других типов горных пород наблюдается кратное изменение прочностных характеристик.

Рассмотрим механизм разрушения горных пород при бурении шарошечными долотами.

В соответствии с результатами исследований А. С. Грипина и Р. М. Эйгелеса, проведенных во ВНИИБТ, процесс разрушения горной породы можно представить состоящим из трех этапов: упругой деформации породы, остаточной необратимой деформации и отделения частиц породы от целика или массива.

Методика испытаний обычно заключается в воздействии равномерного давления на пуансон, который вдавливается в образцы различных горных пород. Результатами испытаний установлено, что процесс разрушения гор-

ной породы происходит в основном двумя путями. Рассмотрим подробнее существующие представления – механизмы этих процессов.

На рисунке 7.3 представлена схема первого механизма разрушения. На образец породы действует пуансон, нагруженный равномерным давлением. Непосредственно под пуансоном возникает конусообразный очаг напряженного состояния. На поверхности забоя образовывается кольцевая трещина отрыва, охватывающая контактную площадку пуансона. Эта кольцевая трещина, как правило, имеет несколько большие диаметральные размеры, чем контактная площадка под пуансоном. Дальнейшее развитие трещины происходит вглубь образца по конусу, который представляет собой траекторию главных растягивающих напряжений. Нормальные растягивающие напряжения начинаются на свободной поверхности (поверхности забоя) из первоначальной трещины и направлены перпендикулярно к внутренним образующим конуса. Конусообразный очаг напряженного состояния разделяет породу на две области: «усеченный конус» и окружающую его «консоль». Существует несколько вариантов взаимодействия конуса и консоли.

Во-первых, выкол консоли может происходить вследствие упругого взаимодействия с конусом.

Во-вторых, отлому консоли может предшествовать частичное или полное разрушение конуса.

Третий вариант взаимодействия очага напряженного состояния и консоли происходит вследствие неупругого расширения конуса за счет возникающих в нем структурных преобразований.

Давление со стороны конуса на консоль возникает под действием внешней нагрузки и этого давления оказывается достаточно для отлома консоли. Давление на консоль со стороны конуса приводит к ее изгибу и появлению трещин. Трещины отрыва возникают вследствие действия растягивающих напряжений, которые приложены по нормали к боковой поверхности усеченного конуса и выходят на поверхность забоя под малыми углами. На рисунке 7.3 растягивающие напряжения показаны стрелками внутри очага напряженного состояния – конуса.

Экспериментальные исследования, проведенные во ВНИИБТ, показали, что в некоторых категориях пород этот механизм либо не развивается совсем, либо, начав развиваться, затухает и дальнейшее разрушение происходит по другому принципу. Для выяснения причин, вызывающих отклонения от первого механизма разрушения были проведены эксперименты, направленные на определение деформаций, проходящих в образцах по радиусу $\varepsilon(r)$ и вглубь образца $\varepsilon(z)$ от внешней нагрузки. Исследования образцов горных пород с помощью тензодатчиков позволили установить, что когда деформация $\varepsilon(r)$ и $\varepsilon(z)$ на поверхности образца пропорциональна внешней

нагрузке, то действует первый механизм разрушения. Если полученные зависимости $\varepsilon = f(z)$ имеют другой вид отличный от линейной, то разрушение соответствует схеме второго механизма разрушения. Анализируя причины подобных процессов, исследователи объясняют их локальными явлениями, происходящими в поверхностном слое породы, в окрестностях пуансона. В подтверждение этого положения поставили специальные эксперименты, объясняющие сделанный вывод. Изготовили два образца из мягкой стали. У второго образца поверхностный слой подвергся термообработке. При вдавливании пуансона в первый образец из мягкой стали отклонение деформации от линейной зависимости под действием внешней нагрузки происходило при 60 кН, а для второго образца, подвергнутого термообработке, линейная зависимость сохранялась до нагрузки равной 200 кН.

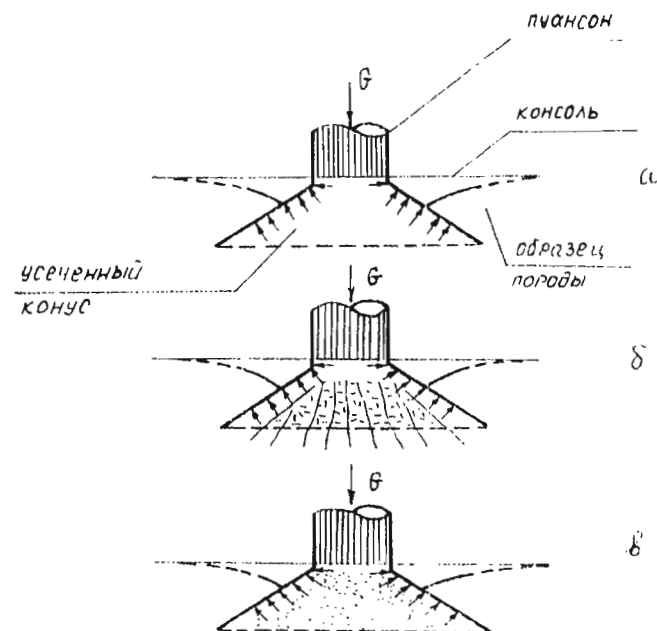


Рисунок 7.3 – Схема первого механизма разрушения горной породы:

- а) вылом консоли вследствие упругого взаимодействия с конусом;
- б) вылом консоли вследствие хрупкого разрушения конуса;
- в) вывал консоли вследствие неупругого расширения конуса за счет происходящих в нем структурных изменений

В числе других возможных причин выдвигается объяснение, основанное на увеличении объема некоторых горных пород в окрестности площади контакта пуансона с породой. Таким образом, когда зависимость деформации на поверхности породы от нагрузки на пуансон становится не линейной, то образцы разрушаются по второму механизму.

Экспериментальные исследования позволяют представить картину второго механизма разрушения в следующем виде (рисунок 7.4). По мере увеличения внешней нагрузки на пуансон в зоне контакта развиваются необратимые деформации. В зависимости от свойств горных пород могут возникнуть трещины или потеря связи между зернами. При малых нагрузках необратимые деформации возникают вблизи окрестности контакта пуансона с породой. После того как нагрузка на пуансон превысит определенную величину, назовем ее критической нагрузкой, очаг напряженного состояния начинает быстро развиваться вглубь образца. Форма очага напряженного состояния напоминает усеченную сферу.

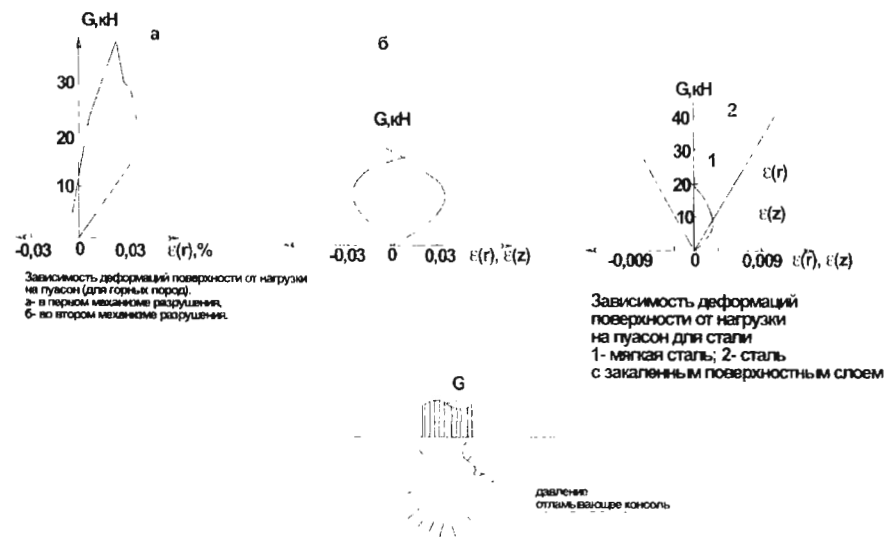


Рисунок 7.4 – Схема второго механизма разрушения горной породы.

Зависимость деформаций поверхности от нагрузки на пуансон (для горных пород):

а) в первом механизме разрушения; б) во втором механизме разрушения;

в) зависимость деформаций поверхности от нагрузки на пуансон для стали:

1 – мягкая сталь; 2 – сталь с закаленным поверхностным слоем

Независимо от того, какова природа необратимых деформаций, можно констатировать, что в первом и во втором механизме разрушений имеется общая закономерность. Эта закономерность заключается в том, что в результате взаимодействия пуансона с породой образуются две зоны: очаг напряженного состояния и незатронутый этим очагом массив.

Заключительная стадия процесса разрушения происходит одинаково как в первом варианте, так и во втором варианте механизма разрушений.

Накопление структурных изменений в очаге напряженного состояния достигает определенного уровня и начинает передавать давление на консоль. Отметим, что во втором механизме разрушения давление, действующее на консоль, несколько выше, но коэффициент передачи этого давления от очага напряженного состояния к консоли, как и в первом случае, остается очень низким. По данным Р. М. Эйгелеса составляющая давления, направленная вверх на отрыв окружающей пуансон горной породы составляет 2-5% от величины давления, оказываемого на пуансон. Росту давления во втором механизме разрушения способствует эффект, связанный с увеличением объема горной породы, вызванный необратимыми деформациями. В результате действия изгибающих нагрузок происходит отламывание консоли, и на этом процесс разрушения заканчивается.

Исследования последней стадии механизма разрушения направлены на то, чтобы установить некоторую общность процесса. Сущность этой последней стадии заключается в том, что главный вектор сил, заменяющий распределенное давление и приводящий к отлому консоли, составляет всего несколько процентов от величины осевой нагрузки на пуансон.

Таким образом, можно констатировать, что коэффициент полезного действия механизма разрушения горной породы находится на очень низком уровне.

Представляется не только интересным, но и практически важным решение вопроса по количественной оценке главного вектора сил. С этой целью проводилась серия экспериментов для определения величины главного вектора сил и влияния его места приложения на отломанную консоль.

Методика испытаний была следующей: в образцах горных пород, дающих коническую трещину, к которым относятся известняки тульского и татарского горизонтов, предварительно изготовлялась консоль. То есть моделировалась последняя фаза процесса разрушения (рисунок 7.5). Внутреннюю полость (не заштрихованную) заменяли пуансоном, изготовленным из сплава Вуда. Данная система устанавливалась на пресс и подвергалась воздействию контролируемых сил. Выломленная таким образом консоль практически ничем не отличалась от той, которая образуется при вдавливании пуансона. Результаты измерений показали, что главный вектор сил необходимый для отлома консоли был в 20-30 раз меньше, чем нагрузка на пуансон.

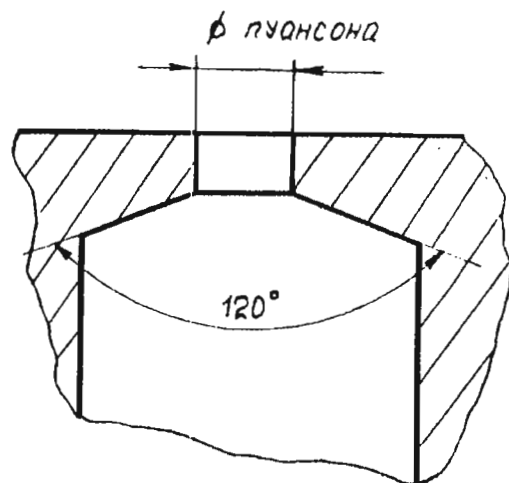


Рисунок 7.5 – Моделирование заключительной фазы процесса разрушения горной породы

Таким образом, заключительная стадия механизма разрушения сводится к тому, что на пуансон действует большое вертикальное давление. Некоторая часть породы передает ничтожно малую часть этого давления в стороны и вверх, что приводит к выколу консоли или, другими словами, к образованию лунки. Результаты опытов показали также, что при различных эпюрах давления размеры выломанных консолей могут сильно отличаться. Усилия выкола оказываются разными, но одного порядка. Анализ полученных экспериментальных данных также показал, что точка приложения вектора главных сил находится вблизи вершины конуса, причем после первого выкола точка приложения смещается глубже, но остается вблизи контакта конуса и консоли. Подтверждением этого положения является то, что в образцах горных пород конические трещины иногда развиваются на большую глубину, но консоль начинает отламываться только в верхней части. Эти наблюдения также свидетельствуют о точке приложения усилий главного вектора сил вблизи вершины конуса.

Количественная оценка действующих усилий производилась по схеме аналогичной схеме, представленной на рисунке 7.5, только внутреннюю полость заполняли стеарином. В качестве исследуемого материала использовали мрамор. Пуансоном создавалось давление на стеарин. При давлении в полости 120 МПа произошел вылом консоли. Если сравнить это давление с

предельными контактными напряжениями, при которых происходит разрушение мрамора, равное 800 МПа, то наглядно видно сколь незначительные усилия требуются для вылома консоли.

В реальных условиях на эти незначительные усилия влияют, и весьма существенно, силы, действующие на свободную поверхность консоли, – гидродинамическое дифференциальное давление. Выше отмечалось, что только незначительная часть давления пуансона передается через породу на консоль и выламывает ее. Чтобы осуществить вылом консоли при действии на нее гидродинамического давления потребуется существенно повысить нагрузку на зуб долота. Поэтому создать достаточную нагрузку на зуб долота для завершения последней стадии процесса разрушения очень трудно, и вместо отделения частицы породы от массива имеет место циклическое воздействие зубьев долота на поверхность забоя. В результате усталостных воздействий также могут образовываться трещины, но эффективность процесса разрушения значительно уменьшается. При малых гидродинамических давлениях, действующих на консоль, процесс разрушения горной породы происходит интенсивнее.

Таким образом, причиной высоких механических скоростей проходки является отсутствие дополнительных сопротивлений на заключительной стадии процесса разрушения горной породы.

Такие же факторы, как изменение свойств горных пород с глубиной скважины, ударное воздействие зуба долота на целик породы или конфигурация зуба, на механизм разрушения горной породы не влияют. Вместе с тем, совместное действие гидродинамического давления в совокупности с такими факторами, как количество промывочной жидкости, подаваемое на забой скважины, или скоростью истечения этой жидкости из сопла гидромониторного долота может способствовать либо повышению, либо понижению механической скорости проходки. Другими словами, имеется возможность управлять механической скоростью проходки, создавая соответствующие условия разрушения горной породы. Поэтому, наряду с совершенствованием конструкции породоразрушающего инструмента целесообразно разрабатывать специальные устройства и технологические приемы, которые обеспечивали бы разгрузку забоя от гидродинамического давления.

Под действием усилия штамп формирует очаг напряженного состояния в горной породе, который создает давление на окружающую среду. При образовании трещины отрыва по сечению возникает полость, в которой давление равно нулю. Раскрытию трещины, то есть отрыву консоли препятствует дифференциальное давление. На этот момент следует обратить внимание. Не абсолютная величина давлений сдерживает темп разрушения породы под штампом, а разность давлений. Усилие, которое необходимо создать для отрыва консоли записывается в виде

$$G = \pi \Delta P (r_{\Lambda}^2 - a^2), \quad (7.4)$$

где G – требуемое усилие для отрыва консоли; ΔP – дифференциальное давление; r_{Λ} – радиус штампа; a – радиус лунки.

Более подробно механизм влияния дифференциального давления на процесс разрушения горной породы будет рассмотрен ниже.

7.3 Лабораторные установки для исследования разрушения горных пород с моделированием забойных условий

К настоящему времени разработаны и широко используются на практике большое количество лабораторных стендов, предназначенных для исследований отдельных актов взаимодействия с элементами вооружения породоразрушающего инструмента с горной породой и для изучения процесса разрушения на микродолотах и натуральных образцах долот.

Лабораторные стенды можно разделить на две группы: первая – предназначена для проведения исследований при нормальных условиях, вторая – при забойных.

По характеру выполняемых исследований и типу используемого элемента разрушения и условиям, в которых проводятся эксперименты, их можно классифицировать следующим образом.

1. Лабораторные стенды, предназначенные для исследования образцов горной породы в нормальных условиях единичными элементами вооружения долота.
2. Лабораторные стенды, позволяющие изучать процесс разрушения в нормальных условиях на микродолотах и натуральных образцах долот.
3. Лабораторные стенды для исследования процесса разрушения при моделировании забойных условий с помощью единичных элементов вооружения.
4. Лабораторные стенды, служащие для экспериментальных работ с моделированием забойных условий и использованием микродолот или натуральных образцов долот.

Первая группа лабораторных стендов предназначена для исследования существенных реологических и технологических свойств горных пород при нормальных условиях. Они не позволяют получать объективные данные о процессах, происходящих на забое скважины. Это обстоятельство приводит к существенному расхождению результатов между экспериментальными и промышленными испытаниями.

Следует указать на одно положение, относящееся к лабораторным стендам, в которых применяются единичные элементы вооружения долота.

Согласно классическим представлениям теории разрушения материалов, их сопротивляемость существенно зависит от режима нагружения. Аналогичная картина имеет место и для образцов горных пород. При статистическом нагружении образца получаемая информация характеризует прочностные свойства горных пород и в меньшей степени несет информацию о процессе разрушения. Динамическое нагружение единичными элементами вооружения в большей степени соответствует процессу разрушения, происходящему при работе шарошечного долота. Соответствует, но не воспроизводит процесс бурения.

Реальный процесс разрушения горных пород шарошечными долотами сопровождается различными динамическими составляющими, которые возникают при колебаниях низа бурильной колонны. Кроме динамических колебаний имеет место еще одно явление, известное как проскальзывание зуба по поверхности забоя. Отмеченное явление диктует обязательный учет касательных составляющих динамических усилий, воспринимаемых горной породой при ее разрушении. Вполне естественно, что на лабораторных стендах первой и третьей групп, где используются единичные элементы вооружения, при динамическом нагружении образца тангенциальные усилия не создаются и не моделируются. Поскольку отмеченные эффекты не принимаются в расчет, то закономерным следствием является расхождение экспериментальных и промышленных результатов.

В методике, разработанной под руководством Л. А. Шрейнера, предполагается, что суммарный эффект от взаимодействия долота с поверхностью забоя можно разложить на определенное число единичных элементарных вдавливающих. Кроме того, делается еще одно допущение: приравнивают акты единичного воздействия вооружения долота к акту вдавливания штампа.

Поскольку внедрение зуба долота в горную породу сопровождается закономерным проскальзыванием, ряд исследователей, например Б. В. Байдюк и В. Н. Бугаев, пытались учесть данный фактор.

Результатом поиска в этом направлении явился новый способ испытаний горных пород при вдавливании штампа. В отличие от методики Л. А. Шрейнера, в которой вектор скорости вдавливания совпадает с вертикальной осью штампа, в новой методике вектор скорости перемещения штампа составляет с его вертикальной осью некоторый угол. Величина угла изменяется в интервале $0-90^\circ$, но в процессе эксперимента выбранный угол не изменяется.

Как показали экспериментальные исследования, при воздействии на образцы породы, относящейся к третьему классу, по традиционной методике, не наблюдалось процесса разрушения. По новой методике, при опреде-

ленных углах между вектором скорости и вертикальной осью штампа отмечался хрупкий выкол. Данный эффект подтверждался на образцах горных пород, обладающих различными физико-механическими свойствами.

Однако даже при совершенствовании методики вдавливания штампа в образцы горных пород остается вопрос выбора величины угла между вектором скорости и вертикальной осью штампа, поскольку в ходе исследований приходилось констатировать, что при определенных значениях угла, скачка разрушения не наблюдается, а при других значениях угла отмечается выкол. Следует также подчеркнуть, что хрупкие выколы в новой методике происходят при меньших удельных затратах, определяемых как отношение затраченной энергии, отнесенной к объему лунок разрушения.

Таким образом, по рассмотренной новой методике нагружения штампа, предложенной Б. В. Байдюком и В. Н. Бугаевым, можно сделать вывод, что несмотря на ее модификацию достаточно четко моделировать реальный процесс разрушения не удастся.

Вторая группа лабораторных стендов применяется для обкатки новой техники с целью получения предварительной информации в сопоставленных нормальных условиях. К этой группе стендов относятся такие, которые включают в себя буровые станки типа «ЗИФ» или серийные буровые станки для разбуривания блоков.

При бурении горная порода испытывает усилия от всестороннего сжатия. Величина усилий, действующих в различных направлениях, отличается и весьма значительно. Вертикальное усилие, создаваемое столбом промывочной жидкости, не компенсирует тех усилий, которые возникают в нижерасположенных горных породах под действием вышележающих пластов. Критерий оценки прост. Средняя плотность промывочной жидкости ниже средней плотности горных пород. По данным А. К. Кулиева и И. Д. Сфериной с ростом бокового горного давления объем и площадь лунок существенно увеличиваются. Например, А. К. Кулиев утверждает, что при повышении бокового давления на образец до 100 МПа его прочность увеличивается на 70% от первоначальной, определенной при нормальных условиях. При этом объем разрушенной горной породы при неизменном режиме нагружения штампа увеличивается в восемь раз.

Влияние горного давления на эффективность разрушения образцов породы изучается на лабораторных стендах, относящихся к третьей группе, при вдавливании штампов и наконечников. Отмеченные недостатки, связанные с использованием единичных элементов вооружения присущи и третьей группе экспериментальных установок.

Последняя четвертая группа лабораторных стендов позволяет приблизить экспериментальные исследования к реальным условиям, обеспечивает физическое моделирование реальных условий: создавать гидростатическое,

поровое и боковое давления, изучать процесс разрушения породоразрушающим инструментом в условиях всестороннего сжатия образца.

Исследования, проводившиеся на четвертой группе лабораторных стендов, показали, что при моделировании процесса необходимо учитывать два важных момента.

Во-первых, моделирование давлений на забое скважины должно включить и моделирование физического процесса фильтрации жидкости в зоне разрушения горных пород. Отсутствие этого физического явления не позволяет получить полную и достоверную информацию.

Во-вторых, как показали исследования, нет острой необходимости использовать сложные и громоздкие стенды для создания высоких давлений порядка 100–200 МПа и более. На процесс разрушения горной породы оказывает влияние не абсолютная величина смоделированного давления, а перепад давлений, действующий в системе «скважина – пласт».

В последние годы некоторые исследователи все же возвращаются к лабораторным стендам, в которых имеется возможность моделировать высокие гидростатические давления на забое скважины. Связано это с тем, что выдвигается гипотеза о влиянии гидростатического давления на технико-экономические показатели бурения.

Поскольку наиболее реальное моделирование процесса разрушения горных пород обеспечивается на лабораторных стендах четвертой группы, рассмотрим две типичные экспериментальные установки: буровой стенд Ф. С. Юнга – К. Е. Греема и стенд Уфимского нефтяного института.

На рисунке 7.6 представлена схема стенда Ф. С. Юнга – К. Е. Греема.

В конструкцию стенда входят следующие элементы. Камера высокого давления 1, емкость для приготовления бурового раствора 2, насос 3, емкость-рессивер для бурового раствора 4 и подпорный насос высокого давления 5. Перечисленные элементы предназначены для приготовления бурового раствора с определенными физико-механическими свойствами. Между камерой высокого давления 1 и емкостью-рессивером для бурового раствора 4 установлен фильтр 6, который служит для очистки бурового раствора, содержащего частицы разбуренной породы. Рассмотренный участок циркуляционной системы обеспечивает удаление бурового раствора из камеры высокого давления 1. Нагнетательная линия циркуляционной системы реализуется на другой ветке, в которую включен циркуляционный насос 7. Нагнетательная линия замыкается на камеру высокого давления 1. Приемной емкостью для циркуляционного насоса 7 служит емкость-рессивер для бурового раствора 4. В нагнетательной линии циркуляционного насоса 7 установлен расходомер 8. Данные, получаемые с расходомера 8, фиксируются на приборном щите 9. Кроме отмеченного параметра на приборном щите 9 регис-

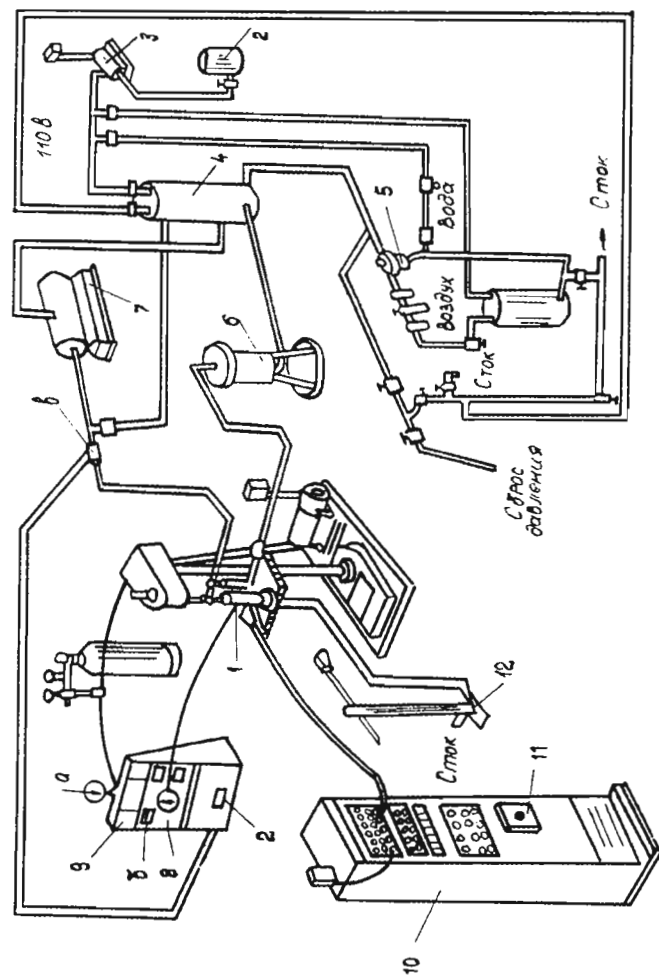


Рисунок 7.6 – Схема стенда Ф. С. Юнга – К. Е. Грема:

1 – буровая камера высокого давления; 2 – емкость для приготовления бурового раствора; 3 – насос; 4 – емкость-ресервуар для бурового раствора; 5 – насос высокого давления; 6 – фильтр; 7 – циркуляционный насос; 8 – расходомер; 9 – приборный щит; 10 – измерительный щит; 11 – осциллограф; 12 – колонка для сбора фильтрата; 13 – датчик порового давления; 14 – датчик давления фильтрационной жидкости

трируются: *a* – осевая нагрузка на долото, *b* – частота вращения долота, *в* – давление в камере 1. Перечисленные параметры: осевая нагрузка и частота вращения долота определяют режим работы и поддерживают на требуемом уровне. Предельное значение частоты вращения, получаемой на стенде – $4,17 \text{ с}^{-1}$, а осевой нагрузки – 6400 Н.

Для контроля над процессом фильтрации используется измерительный щит 10 и осциллограф 11. Колонна 12 предназначена для сбора фильтрата. Поровое давление контролируется датчиками 13. Давление фильтрационной жидкости фиксируется датчиком 14.

Благодаря замкнутой циркуляционной системе осуществляется промывка забоя в камере высокого давления 1 и создаются в системе «скважина-пласт» перепады давления до 9,5 МПа.

На рисунке 7.7 показано устройство камеры высокого давления – основного узла стенда Ф. С. Юнга – К. Е. Грема.

Камера высокого давления состоит из толстеного цилиндра 1, в который устанавливается образец горной породы 2. Образцы, подвергающиеся изучению, покрываются эпоксидным клеем и помещаются в пластмассовую оболочку. Разрушение образца осуществляется микродолотом диаметра 32 мм. Привод долота обеспечивается через трубу 4. Давление в камере поддерживается преобразователем 5. Поровое давление в образце горной породы моделируется преобразователем 6. Быстродействующий кран 7 служит для предупреждения утечки фильтрации до начала эксперимента.

Часть циркулирующего раствора проникает через испытываемый образец горной породы и поступает в колонну для сбора фильтрата 12 (рисунок 7.6).

После экспериментальных исследований, проведенных на стенде, образцы горной породы разрезались и подвергались дополнительному анализу. Результаты дополнительного анализа позволили Ф. С. Юнгу и К. Е. Гремю разработать и объяснить механизм влияния дифференциального давления в зоне разрушения горной породы.

Схема стенда Уфимского нефтяного института БСПД-150 представлена на рисунке 7.8.

В конструкцию стенда включены: циркуляционный насос 1 с системой задвижек, ручной масляный насос высокого давления 2, емкости 3, 4, 5, разделитель сред 6 и камера 7. Камера давления 7 смонтирована на базе вертикального сверлильного станка 8.

Измерительная система позволяет фиксировать давление в камере 7, давление фильтрата бурового раствора, проходку на долото, осевую нагрузку, вращающий момент на породоразрушающем инструменте и механическую скорость проходки.

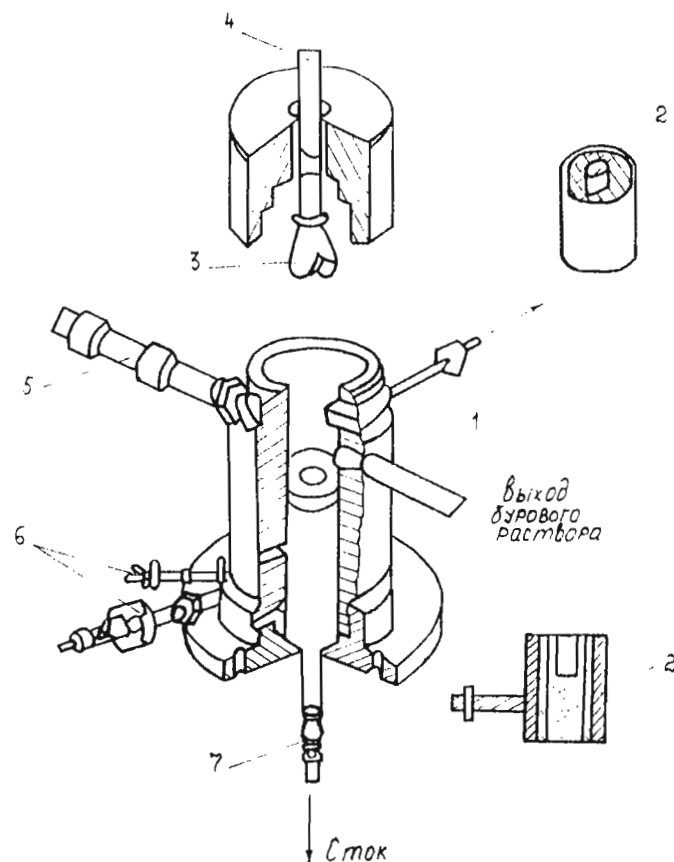


Рисунок 7.7 – Устройство камеры высокого давления – основного узла стенда Ф. С. Юнга – К. Е. Греема:
1 – буровая камера; 2 – образец горной породы; 3 – микродолото; 4 – труба; 5 – преобразователь поддержки давления в камере; 6 – преобразователь поддержки порового давления; 7 – быстродействующий кран

Циркуляционный насос 1 обеспечивает движение жидкости через камеру 7. Ручной масляный насос высокого давления 2 через разделитель сред 6 создает противодействие на образец горной породы, другими словами, моделирует поровое давление. Сбор фильтрата бурового раствора происходит

в емкости 4. Емкость 3 заполнена маслом, предназначенным для создания давления в разделителе 6 и соответственно под образцом горной породы. Емкость 5 используется для сбора бурового раствора, выходящего из камеры 7, и из этой же емкости питается циркуляционный насос 1.

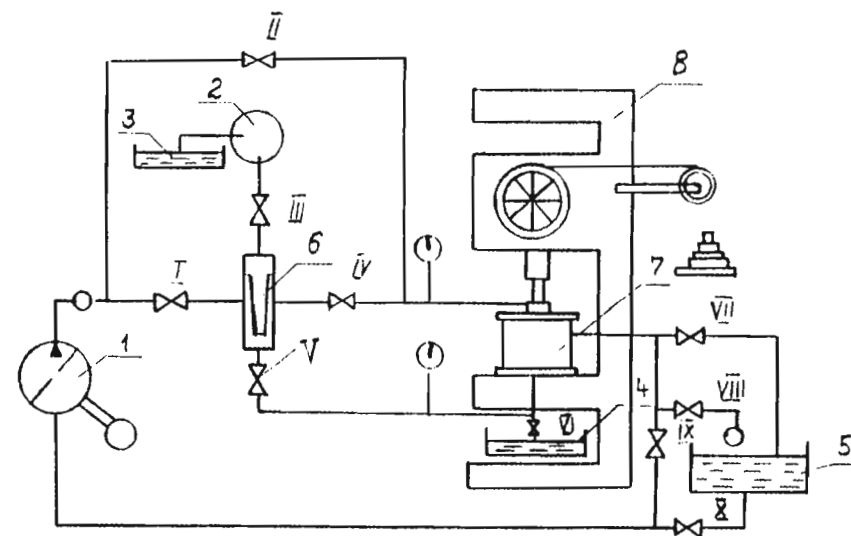


Рисунок 7.8 – Схема стенда Уфимского нефтяного института БСПД-150:
1 – циркуляционный насос; 2 – ручной масляный насос высокого давления; 3, 4, 5 – емкости; 6 – разделитель сред; 7 – камера давления; 8 – база вертикального сверлильного станка

Оценка возможностей рассмотренных схем стендов показывает, что результаты исследований, полученные Ф. С. Юнгом и К. Е. Греемом, более объективны, весомы и достоверны, чем те, что получены на стенде Уфимского нефтяного института.

Безусловно, конструкция первого стенда намного сложнее, чем второго, комплекс измерительной системы значительно выше это «отрицательные» моменты. Однако материальные и временные затраты полностью окупаются обилием и достоверностью получаемой информации.

7.4 Механизм действия дифференциального давления в зоне разрушения горной породы

Отечественными и зарубежными исследователями на определенных этапах выдвигались различные объективные причины, которые замедляют процесс разрушения горной породы. В качестве наиболее вероятных и обоснованных причин рассматривались следующие:

1. Уменьшение гидравлической мощности подводимой к забою скважины.
2. Упрочнение горных пород за счет возрастающего с глубиной угнетающего давления.
3. Ухудшение условий буримости горных пород вследствие роста дифференциального давления на забое скважины.

К настоящему времени лабораторными и экспериментальными исследованиями убедительно доказано, что механическая скорость проходки может существенно снижаться из-за ухудшения процесса удаления частиц шлама с поверхности забоя. Степень же совершенной очистки поверхности забоя от выбуренной породы и качество очистки зависят от величины дифференциального давления. Таким образом, вполне обоснованно считается, что первопричиной, которая сказывается на механической скорости проходки, является дифференциальное давление.

Под дифференциальным давлением ΔP понимается разность между гидродинамическим и пластовым (поровым) давлением.

Величина ΔP может принимать как положительные, так и отрицательные значения. При превышении гидродинамическим давлением пластового дифференциальное давление принимает положительные значения. То есть силы действуют по направлению из скважины в пласт. Противоположное направление действия сил давления возникает, когда пластовое давление превосходит гидродинамическое. В этом случае дифференциальное давление считается отрицательной величиной.

В понятие гидродинамического давления входят две основные составляющие. Первая – гидростатическое давление столба жидкости, оказываемое на забой и стенки скважины, когда отсутствует циркуляция бурового раствора по трубам и кольцевому пространству: $P_{ст} = \rho_{кн} gH$, где $\rho_{кн}$ – плотность бурового раствора в кольцевом пространстве.

Вторая – динамическая составляющая дифференциального давления, возникает в результате появления потерь давления в кольцевом пространстве скважины, при транспортировке по данному элементу циркуляционной системы расхода промывочной жидкости: $P_{д} = \rho_{кн} \alpha_{кн} Q^2$, где $P_{д}$ – динамическая составляющая дифференциального давления; $\rho_{кн}$ – потери давления

в кольцевом пространстве скважины; $\alpha_{кн}$ – гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве скважины; Q – расход промывочной жидкости.

Согласно положению по основным понятиям величина гидродинамического давления записывается в следующем виде

$$P_{д.1} = P_{ст} + P_{кн} = \rho_{кн} \cdot g \cdot L + \alpha_{кн} \cdot Q^2. \quad (7.5)$$

Поскольку пластовое давление относится к нерегулируемым факторам, то управление дифференциальным давлением сводится к рациональному воздействию только на гидродинамическое давление. Посредством каких факторов изменяют дифференциальное давление, действующее на забой и на стенки скважины, видно из уравнения (7.5). К ним относятся: плотность бурового раствора в кольцевом пространстве, глубина скважины, гидравлические сопротивления, связанные с транспортировкой раствора по кольцевому пространству и количество промывочного раствора, нагнетаемое в скважину.

Процесс очистки скважины подразделяют на три основных этапа, которые неразрывно связаны с понятием дифференциального давления.

Первый этап – это отделение частиц шлама от целика или массива горной породы и удаление разрушенных частиц из образовавшихся лунок.

Второй этап – вынос частиц шлама из призабойной зоны в кольцевое пространство скважины над долотом.

Третий этап – транспортирование частиц шлама к устью скважины.

Очистка забоя, долота, вынос шлама на поверхность являются определяющими факторами в процессе углубления скважины. Некачественная очистка ведет к размельчению выбуренной породы, образованию шламовой подушки на поверхности забоя и, в конечном итоге, к неэффективному использованию подводимой к долоту мощности. Увеличение расхода жидкости до определенного значения повышает технико-экономические показатели бурения. При дальнейшем увеличении расхода жидкости выше так называемого технологически необходимого технико-экономические показатели бурения стабилизируются. Завышение расхода промывочной жидкости связано с нежелательными и отрицательными явлениями: ростом потерь давления в кольцевом пространстве скважины и соответствующим ростом дифференциального давления, эрозией стенок скважины, кавернообразованием и прочими видами осложнений.

Таким образом, этапы процесса очистки скважины по-разному оказывают влияние на формирование дифференциального давления. Однако механизм действия дифференциального давления непосредственно в зоне разрушения горной породы остается неизменным.

Рассмотрим принцип действия этого механизма, точнее акцентируем внимание на физической сущности процесса, происходящего на забое скважины.

Исследователи пытались объяснить происходящий процесс на забое скважины, используя для этой цели различные модели. Однако наиболее достоверными и признанными на сегодняшний день являются две теории, из которых вторая представляет собой как бы детализацию и продолжение первой. К ним относятся теория В. К. Маурера (1962–1966 гг.) и более подробная, полученная в результате лабораторных исследований, теория Ф. С. Юнга и К. Е. Гресса.

В работах В. К. Маурера показано, что с ростом дифференциального давления происходит переход от хрупкого, объемного разрушения – назовем его эффективным разрушением – к псевдопластичному, малоэффективному.

Суть происходящего явления на забое скважины заключается в следующем. Зуб долота воздействует на горную породу. Когда контактное напряжение, возникающее между зубом долота и целиком породы, станет больше предельного напряжения породы на сжатие, произойдет внедрение зуба. В результате процесса внедрения зуба вокруг него образуется лунка, в которой находятся частицы разрушенной горной породы и трещиноватая зона. Промывочная жидкость проникает под частицы шлама и заполняет трещины. Частица породы считается оторванной от поверхности забоя, когда происходит выравнивание давления под частицей и над частицей. Другими словами осуществляется процесс фильтрации жидкости. Если величина дифференциального давления незначительна, то происходит быстрое выравнивание давления под частицей породы и над ней. Небольшое дифференциальное давление не препятствует удалению шлама из лунки, и воздействие следующего зуба долота происходит по целику породы. Очистку забоя, при которой зуб долота работает только по целику породы и не происходит повторного перемалывания шлама, называют совершенной очисткой.

При повышенном дифференциальном давлении процесс удаления частиц разрушенной породы из лунок затруднен. Объясняется это тем, что при воздействии зуба долота на породу, отрыва частицы шлама не происходит, так как она оказывается прижатой большим дифференциальным давлением к поверхности забоя. Процесс фильтрации жидкости под частицу породы затруднен и растягивается во времени. Следующий зуб долота воздействует не по целику породы, а на массив, содержащий частицы шлама, то есть порода ведет себя практически как неразрушенная, но с изменившимися прочностными характеристиками. Следует подчеркнуть, что интенсивность рассмотренного физического явления зависит от физико-механических свойств применяемой промывочной жидкости и геологических условий.

Впервые вопросом влияния на механическую скорость проходки гидростатического и горного давлений, в том числе его компоненты – пластового давления – заинтересовались американские специалисты в начале пятидесятых годов.

Р. А. Каннингхем при разбуривании образцов различных горных пород в специальной камере высокого давления получил зависимость механической скорости проходки от гидростатического давления. В процессе исследований имитировалось

гидростатическое давление до значения 100 МПа. Разбуривание образцов выполнялось двухшарошечным долотом диаметального размера 32 мм. В качестве испытуемых блоков использовали горные породы различной твердости – от мягких глинистых сланцев до очень крепких базальтов. Эксперименты проводились при фиксированной осевой нагрузке на долоте 4,5 кН и частоте вращения долота 0,835 с⁻¹.

По данным лабораторных исследований было установлено, что по мере роста гидростатического давления (давления окружающей среды) механическая скорость проходки снижается для всей гаммы испытанных образцов горных пород. Наибольшие изменения механической скорости проходки зафиксированы в диапазоне варьирования гидростатическим давлением от 0 до 10 МПа. При больших значениях гидростатического давления изменения механической скорости проходки менее значительны.

Второй вывод, сделанный Р. А. Каннингхемом, устанавливает взаимосвязь между механической скоростью проходки, гидростатическим давлением и твердостью горных пород. Основное положение сводится к тому, что наиболее существенное изменение механической скорости проходки от гидростатического давления происходит при разбуривании мягких горных пород – глинистых сланцев. При бурении твердых пород типа базальтов, песчаников, доломитов и известняков изменения механической скорости проходки менее ощутимы.

В 1957 году Р. А. Бобо и Р. С. Хох в качестве одной из серьезных причин снижения механической скорости проходки предложили рассматривать разность, возникающую между гидростатическим давлением и пластовым давлением. К сделанному выводу они подошли, анализируя силы, действующие на частицу шлама, отколотую долотом от целика горной породы и находящуюся на поверхности забоя.

Только в 1959 году А. Ж. Гарнье и Н. Х. Лингену удалось подтвердить идею Р. А. Бобо и Р. С. Хоха в лабораторных условиях. Серьезное внимание в экспериментальных исследованиях уделялось моделированию реальных условий. В камере высокого давления изучалось влияние трех факторов: гидростатического давления, эффективных напряжений в скелете породы и давления пластового флюида на механическую скорость проходки. В результате исследований установлено, что механическая скорость проходки зависит от разницы между гидростатическим и пластовым давлением. Напряжение же, создаваемое вышележащими и окружающими породами, не сказывается на изменении механической скорости проходки. Авторы также обратили внимание, что при повышении дифференциального давления происходит упрочнение горной породы на поверхности забоя и увеличивается прижимающая сила, действующая на частицы шлама.

Ранее считалось, что причиной снижения механической скорости проходки является упрочнение горных пород, возрастающее с глубиной скважины. Лабораторные исследования по вдавливанию штампов и наконечников в образцы однотипных пород, поднятых с различных глубин, а также разбуривание этих пород при атмосферных условиях показали, что объяснить снижение механической скорости проходки

ки за счет увеличения горного давления нельзя. Например, в работах М.Г. Бингхема отмечается, что однотипные горные породы при атмосферных условиях разрушаются практически с одинаковой и притом достаточно высокой скоростью.

Специально поставленными исследованиями установлено, что величина дифференциального давления существенно сказывается на предельном контактном напряжении сжатия, возникающем между зубом долота и разрушаемой породой, в то время как от горного давления этот параметр практически не зависит.

На рисунке 7.9 представлена зависимость, отражающая влияние горного и дифференциального давлений на величину предельного контактного напряжения, возникающего между зубом долота и породой. Данная зависимость получена в результате исследований, проведенных Р.М. Эйгелесом. Полученные зависимости хорошо согласуются с работами М.Г. Бингхема и В.К. Маурера.

Экспериментальный материал свидетельствует, что при повышении горного давления от нуля до 35 МПа наблюдается слабо выраженная тенденция к снижению величины контактных напряжений. В аналогичном диапазоне изменений дифференциальных давлений отмечается непрерывный рост контактных напряжений, практически по линейному закону. Другими словами, с повышением величины дифференциального давления происходит увеличение предельных контактных напряжений.

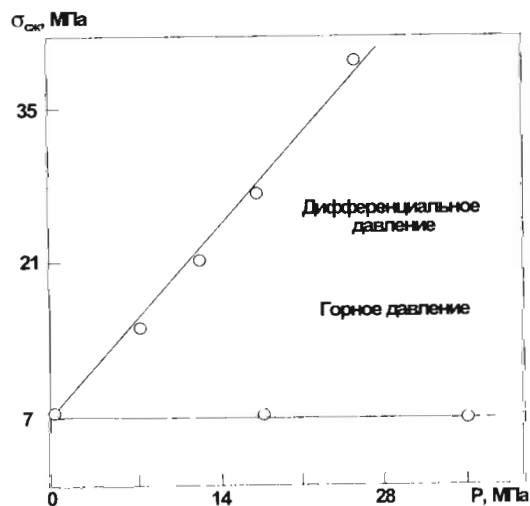


Рисунок 7.9 – Влияние горного и дифференциального давлений на величину предельного контактного напряжения между зубом долота и породой

В качестве рабочей гипотезы А. Ж. Гарнье и Н. Х. Лингенном было выдвинуто объяснение механизма интенсификации процесса разрушения горной породы от дифференциального явления за счет статистических и динамических сил. Разработка этого направления была осуществлена в начале семидесятых годов Ф. С. Юнгом и К. Е. Греемом.

Следующий шаг в этом направлении был сделан В. К. Маурером (1962–1966 гг.), который проводил экспериментальные исследования по оценке величины лунки, образующейся на поверхности забоя при воздействии зуба долота на пеллик породы. В качестве критерия оптимизации процесса разрушения горной породы принималась механическая скорость проходки, а исследуемыми факторами являлись горное и гидростатическое давления. Экспериментальный материал свидетельствовал, что механическая скорость проходки зависит от гидростатического и дифференциального давления, а от горного давления не зависит. Лабораторные исследования проводились с использованием микродолот с моделированием условий забоя.

На рисунке 7.10 показано влияние горного и дифференциального давлений на объем лунки, образующейся под зубом долота. Полученные данные свидетельствуют о том, что при изменении горного давления в диапазоне от нуля до 35 МПа объем лунки остается постоянным и равен 2,0 см³. Другая картина наблюдается при варьировании величиной дифференциального давления в том же интервале от нуля до 35 МПа. В начале от нуля до 7 МПа четко выражена тенденция наиболее интенсивного влияния дифференциального давления на объем лунки, образующейся под зубом долота. При дальнейшем повышении величины дифференциального давления объем лунки практически стабилизируется. Объясняется это тем, что при небольших дифференциальных давлениях сила, действующая на отламываемую консоль, незначительна. Поэтому кольцевая трещина, образовавшаяся вокруг зуба долота, расположена от него на значительном расстоянии. По мере роста дифференциального давления происходит упрочнение горных пород и возрастает сила давления на забой скважины. Сложение двух указанных моментов отрицательно сказывается на образовании кольцевой трещины вокруг зуба долота. Естественно, что при повышенных дифференциальных давлениях консоль становится меньше и кольцевая трещина располагается ближе к единичному элементу разрушения горной породы. Соответственно снижается, и весьма заметно, объем лунки. Процесс образования лунки существенно затрудняется даже при наличии небольшого положительного дифференциального давления порядка +2,0...+5,0 МПа.

Таким образом, можно констатировать, что, во-первых, горное давление в анализируемом интервале практически не влияет на прочностные характеристики горной породы и величину образования лунки под зубом

долота. Во-вторых, рост предельных контактных напряжений происходит пропорционально величине дифференцированного давления, а объем лунки, образующейся под зубом долота, увеличивается по экспоненте при снижении дифференциального давления на забое скважины.

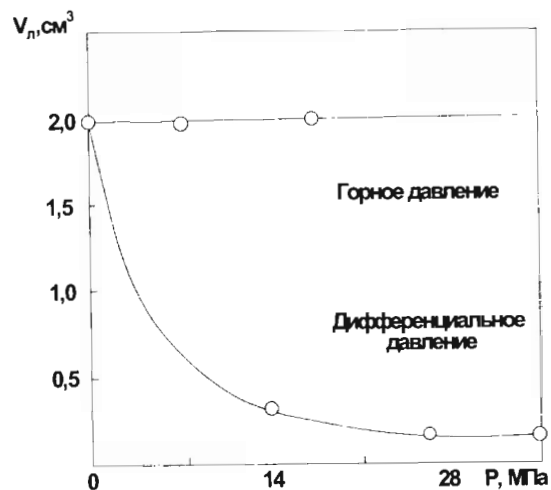


Рисунок 7.10 – Влияние горного и дифференциального давлений на объем лунки, образующейся под зубом долота

Не менее интересна и количественная сторона рассматриваемого вопроса. По результатам, представленным на рисунке 7.10 видно, что при повышении дифференциального давления до +3,5 МПа происходит снижение объема лунки вдвое.

Ниже, когда будет приведен обобщающий материал по влиянию дифференциального давления на механическую скорость проходки, рекомендуется вспомнить данный количественный фактор и провести аналогию между объемом лунки и механической скоростью проходки.

И последнее замечание, касающееся результатов, проиллюстрированных на рисунке 7.10. При величине дифференциального давления равного нулю, объем лунки разрушенной породы совпадает с объемом лунки, который имеет место при варьировании горным давлением. Однако пока неясно, каким будет процесс образования и объем лунки под зубом долота при отрицательных дифференциальных давлениях и при более высоких значениях горного давле-

ния. Можно только предполагать, что при отрицательных дифференциальных давлениях объем разрушенной горной породы будет увеличиваться.

Рассмотрим результаты исследований, проведенных Ф.С. Юнгом и К.Е. Греемом. Для изучения механизма действия дифференциального давления в зоне разрушения горной породы ими был разработан и смонтирован буровой стенд, показанный на рисунке 7.6. Оборудование стенда позволяет работать натурными микродолотами диаметра 32 мм, при частотах вращения до $4,17 \text{ с}^{-1}$. На породоразрушающий инструмент может создаваться осевая нагрузка до 6,4 кН. Исследования проводили в специальной камере высокого давления 1. Замкнутая циркуляционная система моделирует промывку забоя и высокие перепады давления до 9,5 МПа, действующие в системе «скважина–пласт». Производительность насоса 7, обеспечивающего циркуляцию, равнялась $3,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. Подпорный насос высокого давления 5 создавал и поддерживал необходимое давление в циркуляционной системе.

На рисунке 7.7 показано устройство специальной камеры высокого давления 1, используемой в этом стенде.

Образец горной породы 2 по поверхностям покрывался эпоксидным клеем и армировался пластмассовым цилиндром. Подготовленный по данной технологии испытываемый образец горной породы 2 устанавливался в специальной камере высокого давления 1. Преобразователь давления в буровой камере 5 и три преобразователя порового давления 6 служат для регистрации давлений в специальной камере высокого давления 1 и под микродолотом 3. Быстродействующий кран 7 предназначен для регулирования фильтрующей жидкости. Количественная оценка фильтрата бурового раствора, прошедшего через образец горной породы, происходит в градуированной колонне 12, показанной на рис. 7.6. Осевая нагрузка создавалась пневматической системой и контролировалась по приборному щиту 9. На приборном щите 9 также фиксировалась частота вращения долота. Сигналы с шести датчиков, замеряющих осевую нагрузку на долото, давление в специальной камере высокого давления, три значения порового давления и объем выделившегося фильтрата подавались по электрическим цепям к магнитоэлектрическому осциллографу 11.

Основным достоинством данного стенда является то, что он позволяет изучать процесс бурения при физическом моделировании фильтрационного процесса в зоне разрушения образца горной породы, как при положительных, так и отрицательных дифференциальных давлениях.

На первом этапе экспериментальных исследований Ф.С. Юнгом и К.Е. Греемом были установлены зависимости механической скорости про-

ходки от гидродинамического давления при промывке забоя различными буровыми растворами. Полученные зависимости $V_m = f(P)$ представлены на рисунке 7.11. Анализ результатов позволил установить следующее.

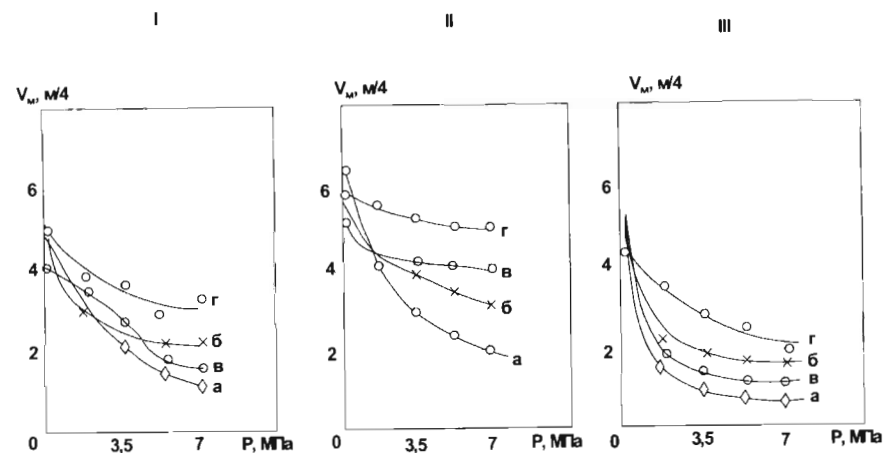


Рисунок 7.11 – Зависимость механической скорости проходки от гидродинамического давления при промывке забоя различными буровыми растворами: I – вода, II – глинистый раствор с низким показателем фильтрации, III – глинистый раствор с высоким показателем фильтрации: а – непроницаемый глинистый сланец; б – песчаник (проницаемость $K=0,017$ мкм²); в – песчаник ($K=0,105$ мкм²); г – песчаник ($K=0,005$ мкм²); д – известняк ($K=0,028$ мкм²)

Во-первых, абсолютная величина механической скорости проходки при гидродинамическом давлении, равном нулю, практически не зависит от показателя фильтрации применяемого бурового раствора. Видно также, что при значении дифференциального давления, равного нулю, образцы горных пород разного типа разбуриваются с равными и достаточно высокими механическими скоростями проходки.

Во-вторых, при создании небольших положительных перепадов гидродинамического давления на испытываемые образцы заметно влияние фильтрационных свойств буровых растворов на механическую скорость проходки. Например, при разбуривании песчаника с проницаемостью $0,005$ мкм² (на рисунке 7.11 лабораторные результаты обозначены индексом «г») при

гидродинамическом давлении в $3,5$ МПа наблюдается существенное отличие в механических скоростях проходки. Так, при использовании в качестве промывочной жидкости технической воды $V_m = 6,0$ м/ч (рисунок 7.11-I), при применении глинистого раствора с низким показателем фильтрации $V_m = 2,6$ м/ч (рисунок 7.11-II), а при промывке забоя глинистым раствором с высоким показателем фильтрации $V_m = 3,5$ м/ч (рисунок 7.11-III).

В-третьих, механическая скорость проходки зависит от физико-механических свойств разбуриваемых горных пород, конкретно – от ее проницаемости. Например, на рисунке 7.11 видно, что песчаник с проницаемостью $k = 0,017$ мкм² и известняк с проницаемостью $k = 0,028$ мкм², обладают различными физико-механическими свойствами и разбуриваются с разными механическими скоростями. Причем отличие в механических скоростях наиболее заметно при больших гидродинамических давлениях. Непроницаемые горные породы (рисунок 7.11, кривая а: непроницаемый глинистый сланец) интенсивно реагирует на рост гидродинамического давления.

В-четвертых, сравнение однотипных горных пород (песчаника) с различной проницаемостью показало, что песчаник, имеющий большую проницаемость, в большей степени реагирует на изменение гидродинамического давления. Например, на рисунке 7.11 показано, как изменяется механическая скорость проходки от гидродинамического давления в песчаниках, обладающих проницаемостью $k = 0,005$ мкм²; $k = 0,017$ мкм² и $k = 0,105$ мкм².

Таким образом, первый этап лабораторных исследований показал, что влияние гидродинамического давления на механическую скорость проходки зависит от физико-механических свойств горных пород и, в первую очередь, от их проницаемости, а также от свойств применяемого бурового раствора, конкретно – от его показателя фильтрации.

На втором этапе исследований изучалось изменение градиента гидродинамического давления ($grad P_{г.д.}$) под испытываемым образцом горных пород. В соответствии с лабораторными данными Ф.С. Юнг и К.Е. Гресм построили зависимости, характеризующие изменение градиента давления от гидродинамического давления (рисунок 7.12). При этом учитывались физико-механические свойства горных пород и фильтрационные свойства промывочной жидкости.

Анализ полученных результатов показывает следующее.

Во-первых, абсолютное значение градиента давления выше при использовании в качестве промывочных жидкостей буровых растворов, что обусловлено их показателем фильтрации. Чем ниже фильтрационная способность бурового раствора, тем больше абсолютное значение градиента давления. Наименьшие градиенты давления возникают при промывке забоя скважины технической водой, а наибольшие – при применении глинистого бурового раствора с низким показателем фильтрации. Обратим

внимание, что характер изменения зависимости $\text{grad } P_{\text{гд}} = f(P_{\text{гд}})$ различен и данная зависимость трансформируется в соответствии с фильтрационными свойствами буровых растворов.

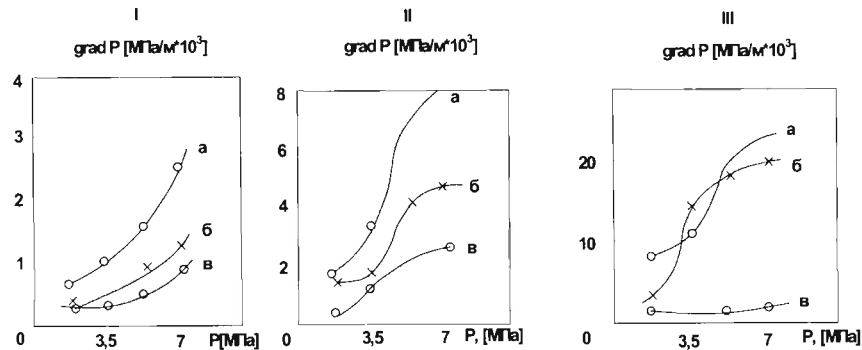


Рисунок 7.12 – Изменение градиента давления от гидродинамического давления: I – вода, II – глинистый раствор с высоким показателем фильтрации, III – глинистый раствор с низким показателем фильтрации: а – песчаник среднезернистый ($K=0,105 \text{ мкм}^2$); б – песчаник мелкозернистый ($K=0,28 \text{ мкм}^2$); в – известняк ($K=0,001 \text{ мкм}^2$)

Во-вторых, изменение градиента давления существенно зависит от проницаемости разбуриваемой горной породы. Результаты, представленные на рисунке 7.12 свидетельствуют, что в горных породах с повышенной проницаемостью преобладают более высокие градиенты давления. Максимальные градиенты давления возникают при разбуривании горных пород с высокой проницаемостью.

Подвергшиеся исследованию образцы горных пород раскрыли физическую сущность происходящего процесса. Снижение фильтрации и увеличенное содержание твердой фазы в буровом растворе ухудшают проницаемость призабойной зоны и препятствуют выравниванию гидродинамического и порового давлений. Наибольшие градиенты давления зафиксированы на глубине 10 мм от поверхности забоя. В пределах этой глубины наблюдалась коьматация, то есть закупоривание фильтрационных каналов частицами глины и шлама.

При использовании в качестве промывочной жидкости технической воды коьматация распространяется на большую глубину по сравнению с глинистыми буровыми растворами. Объясняется это положение более высокими фильтрационными свойствами данного промывочного агента.

Количественная оценка говорит о следующем. Зона проникновения твердых частиц при промывке глинистыми растворами вдвое меньше, чем аналогичная зона при промывке технической водой.

При использовании глинистых буровых растворов коьматационный процесс происходит следующим образом. На поверхности забоя образуется малопроницаемая глинистая корка, которая препятствует проникновению фильтрата вглубь образцов. Забойный сальник препятствует проникновению инородных частиц на глубину, выполняя функции своеобразного буфера, сдерживающего интенсивность фильтрации, и вызывает рост градиента давления. После взаимодействия вооружения долота с участком поверхности забоя глинистая корка нарушается. В этот момент осуществляется фильтрация. В процессе фильтрации бурового раствора, содержащего твердую фазу и частицы шлама, идет их проникновение по трещинам и порам горных пород. Происходит естественная закупорка пор и фильтрационных каналов. Результатом забивки является уменьшение фильтрующего потока жидкости и соответствующий рост давления. Время протекания этого процесса намного меньше одной секунды. Например, в более поздних работах, проведенных во ВНИИБТ, показано, что при фильтрации глинистых растворов плотнос-

тью $(1,10-1,18) \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ и при времени выравнивания давления $t_{\text{в}} > 0,1 \text{ с}$ в

образцах горных пород образуется малопроницаемая глинистая корка. При меньших временных интервалах образование глинистой корки затруднено.

Следует указать, что коьматация имеет место как при промывке забоя глинистыми буровыми растворами, так и при промывке технической водой. Если судить по градиентам давлений, то при использовании в качестве промывочной жидкости технической воды коьматация происходит менее интенсивно, чем при промывке глинистыми растворами. Объясняется данное положение тем, что техническая вода достаточно хорошо очищается от шлама и прочих инородных включений на поверхности. В силу этого обстоятельства в промывочной жидкости присутствует меньшее количество твердой фазы. Частицы шлама и прочие включения менее интенсивно вовлекаются в движение по фильтрационным каналам, поскольку вязкость технической воды ниже вязкости буровых растворов.

Глинистые буровые растворы, содержащие низкодисперсную твердую фазу, характеризуются более низкой степенью очистки и поэтому обладают значительно более высоким коьматирующим воздействием, чем буровые растворы, твердые частицы которых имеют большие размеры.

Таким образом, снижение показателя фильтрации и увеличение содержания инородных частиц в буровом растворе ухудшают проницаемость призабойной зоны и препятствуют выравниванию давлений.

Рассмотренная сущность происходящего процесса справедлива, когда величина гидродинамического давления превышает пластовое (поровое). Только в этом случае происходит движение жидкости и твердых частиц по фильтрационным каналам горной породы.

В результате обработки экспериментальных данных Ф.С. Юнгом и К.Е. Греем построены зависимости механической скорости проходки от градиента давления, которые приведены на рисунке 7.13. Под градиентом давления понимается скорость изменения гидродинамического давления в зоне разрушения горной породы до значения порового давления. Другими словами, градиент давления является аналогом дифференциального давления, по которому оценивается процесс выравнивания давления между гидродинамическими и поровым давлениями.

Сравнение зависимостей механической скорости проходки от гидродинамического давления (рисунок 7.11) и механической скорости проходки от градиента давления (рисунок 7.13) позволяет установить их качественную идентичность. Сходство зависимостей $V_m = f(P_{гд})$ и $V_m = f(\text{grad } P_{гд})$ свидетельствует, что величина градиента давления взаимосвязана с гидродинамическим давлением. Следует еще раз подчеркнуть, что величина градиента давления, а, следовательно, и механическая скорость проходки зависят от величины гидродинамического давления, свойств разрушаемой горной породы и физико-механических свойств применяемой промывочной жидкости.

Из представленных на рисунке 7.13 зависимостей механической скорости проходки от градиента давления обращает на себя внимание тот факт, что при промывке забоя технической водой темп снижения механической скорости проходки значительно ниже, чем при промывке забоя глинистыми буровыми растворами. Снижение фильтрации и повышение вязкости буровых растворов приводит к более интенсивному падению механической скорости проходки.

Таким образом, лабораторными исследованиями установлено, что при положительных перепадах давлений, действующих в системе «скважина – поверхность забоя» существенно снижается механическая скорость проходки.

В реальных условиях на забое скважины существуют как положительные, так и отрицательные перепады дифференциальных давлений. Кроме того, при строительстве скважин приходится разрушать горные породы с различной проницаемостью. Как и каким образом происходят гидродинамические процессы в зоне разрушения на забое скважины. Этот основной вопрос заслуживает внимательного рассмотрения.

К пониманию сущности гидродинамического процесса позволяют подойти три важных понятия: статическая фильтрация, динамическая фильтрация и образование забойного сальника.

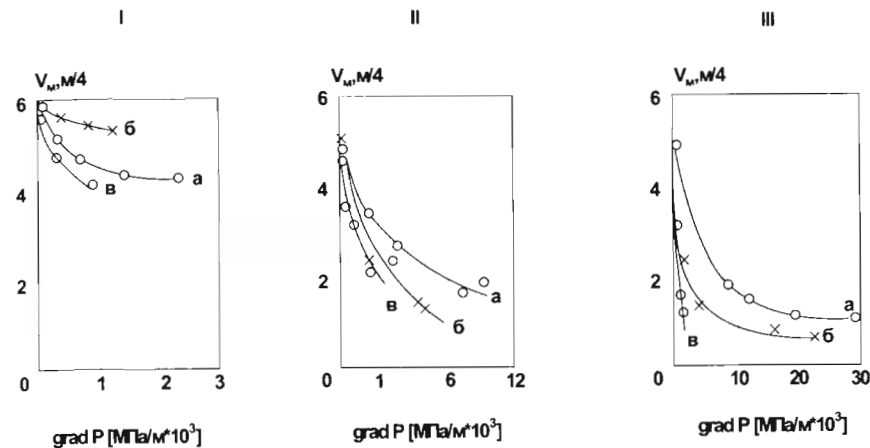


Рисунок 7.13 – Зависимость механической скорости от градиента давления:
I – вода, II – глинистый раствор с высоким показателем фильтрации, III – глинистый раствор с низким показателем фильтрации:
а – песчаник среднезернистый ($K=0,105 \text{ мкм}^2$); б – песчаник мелкозернистый ($K=0,028 \text{ мкм}^2$); в – известняк ($K=0,001 \text{ мкм}^2$)

Статическая фильтрация является установившимся процессом, протекающим при разрушении проницаемых горных пород. Существует статическая фильтрация при наличии перепада давления на глубине скола $\Delta P_{ск}$, определяемого как разница между гидродинамическим давлением на глубине скола и пластовым давлением. Гидродинамическое давление на глубине скола и на поверхности забоя различные. Статическая фильтрация имеет место при положительных и отрицательных дифференциальных давлениях.

Разрушение проницаемых горных пород при положительном перепаде давления в зоне разрушения сопровождается статической фильтрацией жидкости, направленной из скважины в пласт. Механизм действия статической фильтрации бурового раствора в зоне разрушения породы при положительном дифференциальном давлении представлен на рисунке 7.14, а при отрицательном перепаде давления в зоне разрушения – на рисунке 7.15. Последний сопровождается статической фильтрацией жидкости, движущейся из пласта к поверхности забоя.

Основное отличие между статическими фильтрациями связано с направлением действия сил дифференциального давления в скважине, и естественным следствием этого фактора являются различные процессы происходящие в зоне разрушения.

Наличие положительного перепада давления вызывает усилия статического характера, которые стремятся прижать частицы шлама к поверхности забоя. На схеме, иллюстрирующей механизм действия статической фильтрации бурового раствора в зоне разрушения горной породы (рисунок 7.14), показано, как происходит изменение гидродинамического давления на глубине скола – кривая ($a, б, в, г$). Отрезок ($a - б$) характеризует гидродинамическое давление, действующее на поверхность забоя скважины. Отрезок ($б - в$) определяет перепад давления, который возникает при движении жидкости в фильтрационных каналах. Перепад давления на глубине скола ΔP представляет собой разницу между давлениями жидкости над и под частицами шлама. Поскольку в фильтрационных каналах имеются гидравлические сопротивления, которые преодолевает движущаяся по ним жидкость, то давление, действующее на поверхности забоя, выше (точка $б$), чем давление на глубине скола (точка $в$). Разница этих давлений предопределяет направление движения жидкости и характеризует силу, прижимающую частицы горной породы и поверхности массива. Усилия статического характера, стремящиеся прижать частицы шлама к забою, резко снижают механическую скорость проходки и увеличивают энергоемкость процесса бурения.

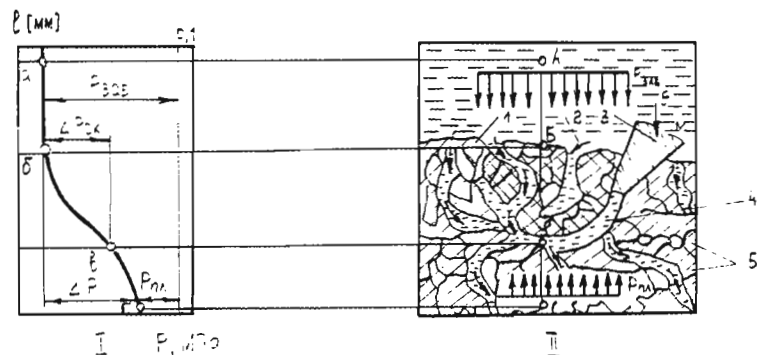


Рисунок 7.14 – Механизм действия статической фильтрации бурового раствора в зоне разрушения при положительном дифференциальном давлении: I – график распределения давления, II – схема зоны разрушения: 1 – отделяемый от забоя объем горной породы; 2 – направление движения фильтрата бурового раствора и насыщающей породу жидкости; 3 – породоразрушающий инструмент; 4 – сообщающиеся каналы в горной породе; 5 – ненарушенный участок забоя

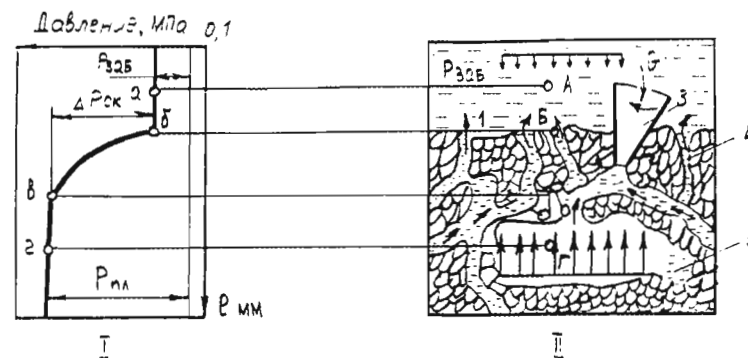


Рисунок 7.15 – Механизм действия статической фильтрации бурового раствора при разбуhrивании проницаемых горных пород и отрицательном перепаде дифференциального давления в зоне разрушения: I – график распределения давления, II – схема зоны разрушения: 1 – направление фильтрации; 2 – отделяемый от забоя объем горной породы; 3 – породоразрушающий элемент; 4 – сообщающиеся каналы в горной породе; 5 – скелет горной породы

Отрезок ($б - в$) отражает разницу между давлением на глубине скола и пластовым давлением. По определению дифференциальное давление ΔP представляет разность между гидродинамическим и пластовым давлениями (рисунок 7.14). В практике бурения считается, что давление на глубине скола равно пластовому давлению. Однако, в действительности отрезок ($б - в$) характеризует разницу или ошибку при определении дифференциального давления.

Абсолютные значения давлений в точках ($a, б, в, г$), а также перепады давлений ($б - в$) и ($в - г$) при заданных режимах бурения зависят от свойств горной породы: проницаемости, пористости, минералогического состава, вида насыщающей жидкости и т.д., и свойств глинистого раствора: состава, плотности, вязкости и т.д.

При разбуhrивании горных пород низкой прочности дифференциальное давление, действующее в условиях статической фильтрации, вызывает упрочнение горной породы, прилегающей непосредственно к забою скважины.

Механизм действия отрицательного перепада давления в зоне разрушения представлен на рисунке 7.15. В рассматриваемом случае, когда плас-

товое давление превышает гидродинамическое, изменяется направление действия сил, движения жидкости и статической фильтрации. Неравенство $P_{пл} > P_{гд}$ имеет место, когда разрушаемая горная порода обладает достаточно высокой пористостью и проницаемостью, что позволяет ей вмещать в себя жидкость, находящуюся под высоким горным давлением.

Отрезок (а-б) определяет отрицательное гидродинамическое давление, действующее на забое скважины. Отрицательное гидродинамическое давление отложено влево от оси ординат.

Отрезок (б-в) характеризует перепад давления между давлением, действующим на поверхности забоя (точка б), и давлением на глубине скола (точка в).

Отрезок (в-г) отражает разницу между давлением на глубине скола (точка в) и пластовым давлением (точка г). На глубине скола действует пластовое давление, направленное к поверхности забоя. Наличие пластового давления обуславливает возникновение сил, способствующих удалению частиц с забоя.

Статическая фильтрация пластовой жидкости в скважину предотвращает такие отрицательные явления, как колюматация поверхностного слоя и сальникообразование. Отрицательное дифференциальное давление способствует созданию условий неравномерного всестороннего сжатия, приводящего к разупрочнению горной породы, прилегающей к поверхности забоя.

Таким образом, суммарное воздействие отмеченных явлений ведет к росту механической скорости проходки и снижению энергоемкости процесса разрушения горной породы.

Динамическая фильтрация является установившимся процессом, происходящим при разрушении непроницаемых горных пород, в которых при взаимодействии зуба долота с поверхностью забоя образуются зоны разряжения. Зоны разряжения устремляется жидкость из скважины и пласта. В зависимости от целого ряда факторов может преобладать либо динамическая фильтрация, действующая по направлению из пласта в скважину, либо по направлению – «скважина – пласт».

На рисунке 7.16 представлен механизм действия динамической фильтрации в зоне разрушения горной породы.

В точке в, под отделенной от массива частиц шлама образуется зона разряжения. Под действием перепада давления в эту зону устремляется жидкость с поверхности забоя (точка б) и из пласта (точка г). Другими словами, возникает процесс динамической фильтрации по каналам. Кривая (а, б, в, г) показывает, каким образом происходит изменение гидродинамического и пластового давлений при разрыве скелета непроницаемой горной породы. Преобладающее направление динамической фильтрации может быть самое разнообразное. Интенсивность движения промывочной и пластовой жидкости определяется действующими перепадами давлений и величиной

гидравлических сопротивлений в фильтрационных каналах. При бурении в практически непроницаемой горной породе, содержащей незначительное количество гравитационной воды, динамическая фильтрация имеет направление, главным образом, от поверхности забоя в зону разрушения. Рассмотренный случай справедлив, когда дифференциальное давление принимает положительные значения. При отрицательных дифференциальных давлениях интенсивность динамической фильтрации действует по направлению из пласта в зону разряжения.

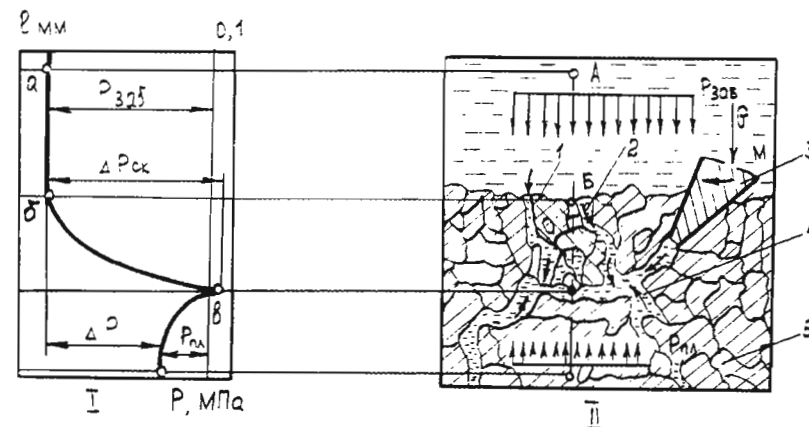


Рисунок 7.16 – Механизм действия динамической фильтрации в зоне разрушения горной породы:

I – градиент распределения давления, II – схема зоны разрушения:
1 – направление фильтрации; 2 – отделяемый от забоя объем горной породы; 3 – породоразрушающий элемент; 4 – сообщающиеся каналы в горной породе; 5 – скелет породы

Под действием положительных дифференциальных давлений частицы горной породы, отделяемые от целика, некоторое время испытывают воздействие динамических прижимающих сил, возникающих в результате целенаправленного движения жидкости. Отрезок (б-в) на рисунке 7.16 показывает, как происходит изменение давления при движении жидкости по фильтрационным каналам. Время действия прижимающих сил крайне незначительно и динамические прижимающие уси-

для можно сравнить с силами, возникающими при гидродинамическом ударе. Описанный эффект отрицательно сказывается на механической скорости проходки и увеличивает энергетические затраты, идущие на разрушение горной породы.

Образование забойного сальника происходит в условиях статической и динамической фильтрации бурового раствора при положительных дифференциальных давлениях, действующих на забой скважины. Этот процесс идет при разбурировании как проницаемых, так и непроницаемых горных пород. На рисунке 7.17 показан механизм действия забойного сальникообразования при промывке глинистым раствором. По распределению давления в зоне разрушения породы видно, что резкий скачок давления наблюдается на участке забойного сальника. Возникающий скачок давления объясняется малой проницаемостью глинистой корки и кольматацией фильтрационных каналов. Перепад давления действует на глинистую корку и частицы шлама. Возникающие прижимающие силы удерживают и спрессовывают частицы горной породы. Образовавшийся на забое сальник препятствует выравниванию давления в зоне разрушения и существенно увеличивает время действия статических и динамических сил.

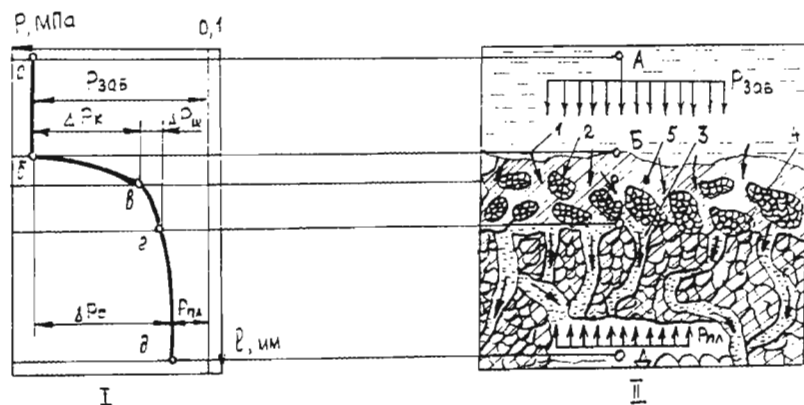


Рисунок 7.17 – Механизм действия забойного сальникообразования при промывке глинистым раствором:

1 – направление фильтрации; 2 – не удаленный с забоя шлам; 3 – сообщающиеся каналы в горной породе; 4 – скелет горной породы; 5 – глинистая корка

Аналогичный результат получается при кольматации поверхностного слоя разрушаемой горной породы, прилегающей непосредственно к забю. В результате фильтрации бурового раствора выравнивание давления в зоне сальникообразования происходит со значительным запаздыванием. Поскольку произошло выравнивание давления, уменьшаются силы, удерживающие частицы горной породы на забое, и у нее появляется возможность к перемещению. Однако бурение является непрерывным процессом и в течение какого-то отрезка времени происходит углубление скважины. То есть происходит образование все новых и новых частиц шлама. Таким образом, с одной стороны идет процесс статической и динамической фильтрации, а с другой – удаление частиц породы с поверхности забоя. Причем автоматически поддерживаются условия, соответствующие динамическому равновесию между механической скоростью проходки и скоростью удаления шлама с забоя. При этом основным показателем, определяющим равновесие, является положительный перепад давления, действующий в зоне разрушения.

Дальнейшее развитие рассматриваемое направление получило в работах ВНИИБТ. В конце 70-х годов Е. И. Королько и Р. М. Эйгелес провели исследования по изучению механизма выравнивания дифференциального давления в образцах горных пород от различных факторов. К числу основных факторов, включенных в анализ, относились: абсолютное значение дифференциального давления, проницаемость горной породы, время действия дифференциального давления и физико-механические свойства буровых растворов.

Цель исследований заключалась в оценке изменения дифференциального давления во времени от анализируемых факторов.

Эксперименты проводились на известняках и песчаниках с проницаемостью 5–950 МД.

Образец горной породы представлял собой плоский диск диаметром 28 мм. Толщина образцов варьировалась от 2,5 мм до 7,0 мм, что соответствует примерно проходке за один оборот долота. Перепады давлений, действующие на образцы, принимались равными 2,5; 5,0 и 10 МПа. Частотный диапазон вращения породоразрушающего инструмента изменялся в интервале 1,0–10 с⁻¹. В соответствии с частотой вращения долота время действия дифференциального давления выбирали с учетом времени контакта элемента вооружения с поверхностью забоя. Согласно частотному диапазону вращения долота, время действия дифференциального давления изменялось от 0,03 с до 3,0 с. В качестве промывочной жидкости использовали техническую воду и глинистые растворы на водной, нефтяной и полимерной основах.

Экспериментальные исследования проводили на установке УИП-500, представляющую собой камеру высокого давления. Образец горной породы делит камеру высокого давления на верхнюю и нижнюю полости. Верхняя полость

заполняется исследуемым буровым раствором, а нижняя – технической водой. В обеих полостях поднимается давление до определенной величины, равной поровому давлению. Затем в верхнюю полость подается избыточное давление в течение времени, не превышающего 0,01 с. Под действием избыточного давления начинается фильтрация жидкости через образец горной породы. Процесс контролировался тензометрическими датчиками давления по осциллограмме.

На рисунке 7.18 представлены экспериментальные зависимости выравнивания дифференциального давления во времени при статической фильтрации промывочной жидкости через образцы горных пород.

Анализ полученных результатов позволяет установить следующее.

Зависимости изменения дифференциального давления во времени $\Delta P = f(t)$ представляет собой монотонно убывающие функции. Влияние проницаемости горных пород наиболее существенно сказывается в интервале значений 1,0–150 МД. Дальнейшее увеличение проницаемости практически не влияет на изменение дифференциального давления во времени. В этом случае снижается также и влияние физико-механических параметров буровых растворов.

Принципиальную разницу выравнивания дифференциального давления при использовании технической воды и буровых растворов исследователи видят в том, что в первом случае происходит полное устранение перепада давления между верхней и нижней полостями (рисунок 7.18, кривая 5), а во втором – происходит закупорка фильтрационных каналов твердыми частицами глины, находящимися в буровом растворе, и образование глинистой корки на поверхности образца (рисунок 7.18, кривые 1, 2, 3, 4). Кольматация фильтрационных каналов способствует сохранению достаточно высокого дифференциального давления от его первоначально созданного в камере значения.

Специально поставленные опыты показали, что на фильтрацию глинистых буровых растворов существенное влияние оказывает глинистая корка, образующаяся на поверхности образца, а не кольматация фильтрационных каналов. В случае, когда на поверхности забоя обеспечиваются условия полного разрушения глинистой корки, сравнения буровых растворов целесообразно производить по интенсивности закупорки фильтрационных каналов.

Глинистая корка оказывает наибольшее влияние на процесс выравнивания дифференциального давления при частоте вращения долота до 10 с^{-1} . При высоких частотах вращения породоразрушающего инструмента больше 10 с^{-1} преобладает эффект кольматации фильтрационных каналов.

Объясняется данное положение тем, что при больших частотах вращения зубья долота интенсивнее воздействуют на глинистую корку и она практически не успевает образовываться на поверхности забоя. Время действия, в течение которого происходит выравнивание дифференциального давления, составляет менее 0,03 с.

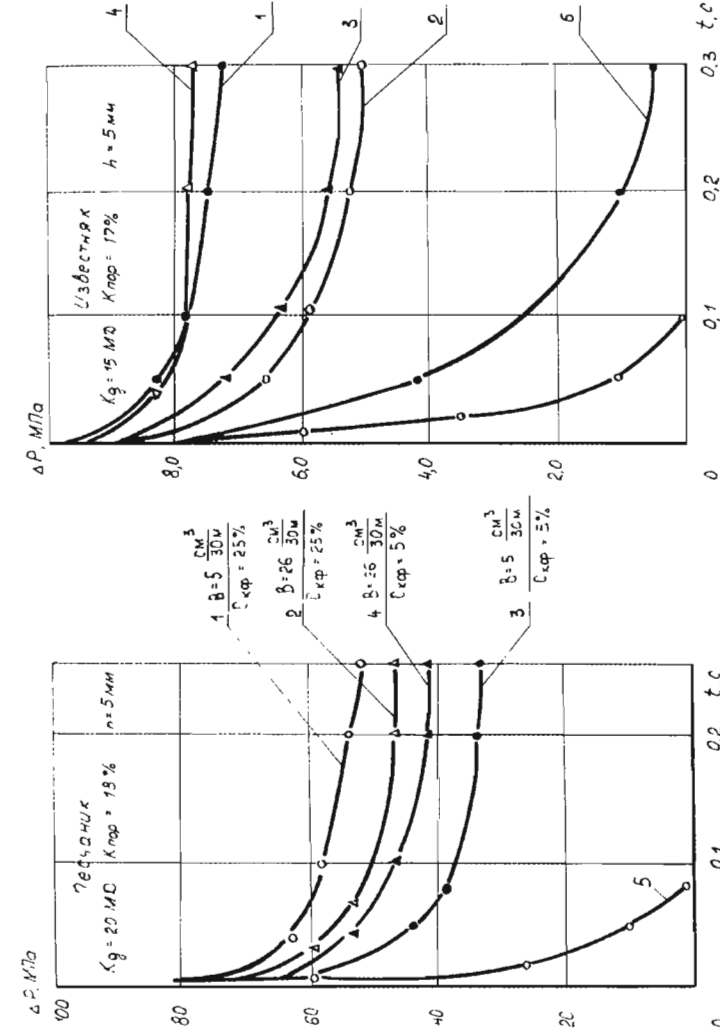


Рисунок 7.18 – Экспериментальные зависимости выравнивания дифференциального давления во времени при статической фильтрации промывочной жидкости через образцы горных пород:
1, 2, 3, 4 – буровой раствор; 5 – техническая вода; 6 – вода после раствора (глинистая корка снята)

Увеличение циркуляции бурового раствора на забое скважины, то есть повышение количества промывочной жидкости, способствует росту статической фильтрации. Особенно заметно это явление при частоте вращения 1,7–2,5 с⁻¹.

Таким образом, проведенные экспериментальные исследования показали, какое негативное влияние оказывает глинистая корка, возникающая на поверхности забоя скважины в процессе фильтрации промывочной жидкости, и что основное внимание и усилие следует направить на то, чтобы препятствовать процессу сальникообразования на поверхности забоя при частотах вращения породоразрушающего инструмента менее 10 с⁻¹.

В заключение обзора по экспериментальным исследованиям отметим следующее.

Лабораторные исследования раскрывают механизм действия дифференциального давления и намечают пути, направленные на повышение механической скорости проходки. На базе накопленного обширного материала и при единодушном заключении различных исследователей можно с уверенностью констатировать, что целенаправленное управление дифференциальным давлением должно способствовать существенному росту механических скоростей бурения.

7.5 Влияние технологических параметров бурового раствора на интенсивность разрушения горных пород

Основные функции, выполняемые промывочной жидкостью в процессе бурения, хорошо известны. Это очистка забоя скважины, вынос шлама в надолотное пространство, транспортирование его по стволу скважины и поверхности, передача энергии гидравлическому забойному двигателю и т.д.

Однако даже в случае, когда промывочная жидкость выполняет свои функции, не всегда достигается экономически приемлемая механическая скорость проходки. Влияние свойств промывочной жидкости на механическую скорость проходки отмечено многими исследованиями. Тем не менее, в начале развития буровых работ считалось, что повысить технико-экономические показатели бурения можно только за счет совершенствования конструкции долота, гидравлического забойного двигателя и режимных параметров. Появление новых промывочных жидкостей было либо случайным явлением, либо связано с необходимостью проводки скважин в сложных геологических условиях.

На первых этапах развития для бурения скважин в качестве рабочего агента успешно применяли техническую воду. Впоследствии выносная способность промывочных жидкостей была улучшена благодаря введению глин. Переход на глинистые растворы позволил создавать на стенках скважины глинистую корку, которая способствовала замедлению процесса потери воды.

До шестидесятих годов исследования в области промывочных жидкостей были направлены на снижение вязкости, борьбу с коагуляцией и защиту свойств промывочных жидкостей от изменений. Когда стало ясно, что промывочные жидкости не менее важны для достижения высоких механических скоростей проходки, чем, например, породоразрушающий инструмент, в практику бурения были внедрены растворы на полимерной основе, нефтеэмульсионные растворы с низкой плотностью, низким содержанием твердой фазы и т.д.

Задолго до появления новых растворов было установлено, что между физико-механическими свойствами промывочной жидкости и механической скоростью проходки существует тесная взаимосвязь. При использовании одних промывочных жидкостей механическая скорость проходки выше, чем при использовании других. Например, техническая вода обеспечивает более высокие механические скорости проходки, чем глинистый раствор. Применение нефти позволило получить еще более высокие технико-экономические показатели бурения, чем на воде. Бурение с очисткой забоя газообразными агентами превышает по своим результатам все показатели промывочных жидкостей.

В 1974 году К. О. Хатгинсон и Ж. В. Андерсон опубликовали результаты исследований по влиянию основных физико-механических свойств бурового раствора на механическую скорость проходки.

На рисунке 7.19 показана качественная картина, раскрывающая влияние свойств буровых растворов на механическую скорость проходки, в чем выражается это влияние, каким образом и в какой степени целесообразно управлять основными параметрами промывочной жидкости: плотностью, содержанием твердой фазы, содержанием нефти, фильтрацией и вязкостью.

Плотность промывочной жидкости оказывает существенное влияние на механическую скорость проходки. Как правило, промывочные жидкости, обладающие меньшей плотностью, позволяют повысить темпы строительства скважин. Особенно контрастно данное обстоятельство прослеживается при замене глинистого раствора на техническую воду.

В таблице 7.1 представлены результаты исследований, полученные В. С. Федоровым, которые позволяют сравнить относительную очистную способность различных промывочных жидкостей.

За базу сравнения принята техническая вода, характеризующаяся относительными параметрами в виде условной единицы.

Представленные в таблице 7.1 результаты подтверждаются зарубежной практикой буровых работ. Например, американский исследователь С. Иген в штате Техас проводил опыты по бурению одной скважины с промывкой растворами различной плотности при прочих сопоставимых условиях. Методика испытаний исключала влияние гидродинамического давления, связанно-

го с изменением плотности промывочной жидкости. Оценку проводили по механической скорости проходки. Результаты представлены в таблице 7.2.

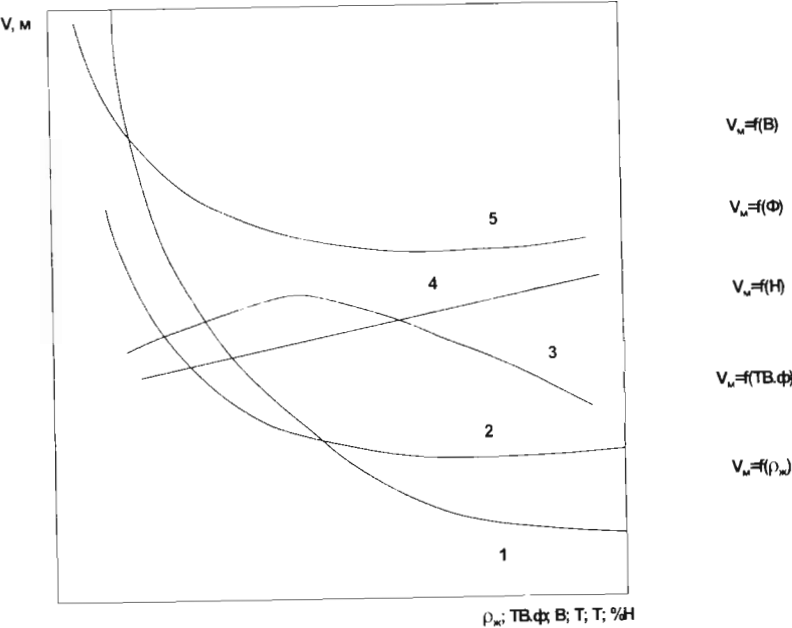


Рисунок 7.19 – Качественная картина влияния свойств бурового раствора на механическую скорость проходки

Таблица 7.1 – Очистная способность растворов

Тип промывочной жидкости/показатели	Техническая вода	Глинистый раствор с баритом	Нефть	Раствор из бентонитовой глины
Относительная очистная способность	1,0	0,75	0,57	0,38
Для удаления шлама необходимо количество промывочной жидкости	1,0	1,32	1,75	2,65

Таблица 7.2 – Зависимость механической скорости от плотности бурового раствора

Плотность промывочной жидкости $\frac{кг}{м^3} \cdot 1000$	Техническая вода 1,0	Плотность бурового раствора					
		1,07	1,10	1,15	1,21	1,26	1,34
Механическая скорость проходки, %	100	82	78	76	73	62	56

Многие исследователи сходятся во мнении, что очистная способность промывочной жидкости зависит, главным образом, от ее вязкости, статического напряжения сдвига, плотности и фильтрационных свойств. Более вязкие жидкости труднее проникают в призабойную зону и требуются большие времени для удаления шлама с поверхности забоя. Очистная способность технической воды выше, чем глинистых растворов. По данным П. С. Мура переход с очистки забоя чистой водой на промывку загрязненной водой снижает механическую скорость проходки на 25%.

Согласно другим литературным данным переход на бурение с промывкой технической водой способствует росту механической скорости проходки и проходки на долото на 30–50%. Однако в ряде других случаев это основное положение нарушается. Такое нарушение объясняется разницей между гидродинамическим и поровым давлением. То есть, чем выше дифференциальное давление, тем меньше механическая скорость проходки. Этим обстоятельством, например, объясняется, что в конкретных условиях буровой раствор с плотностью 1200 кг/м³ может оказаться слишком «тяжелым» и приведет к снижению механической скорости проходки, а буровой раствор с плотностью 1400 кг/м³ будет более «легким» и позволит создать гидродинамическое давление, ненамного превышающее пластовое. В результате механическая скорость проходки возрастает.

Таким образом, сама по себе плотность промывочной жидкости не является определяющим фактором. Рычагом или промежуточным звеном является дифференциальное давление. Гидродинамическое давление на забое скважины определяется в соответствии с уравнением (7.5), которое наглядно свидетельствует, что с повышением плотности бурового раствора возрастает статическая составляющая гидродинамического давления. Изменение динамической составляющей гидродинамического давления скаывается на дифференциальном давлении.

Таким образом, можно констатировать, что составляющие гидродинамического давления позволяют управлять величиной дифференциального давления, которое может осуществляться либо через плотность промывочной жидкости, либо через коэффициент гидравлических сопротивлений.

Кроме прямого, влияние большинства других факторов сказывается косвенным путем.

Гидравлические сопротивления, возникающие при движении бурового раствора, зависят от критериев Рейнольдса, Хедстрема и Сен-Венана.

Критерий Рейнольдса:

$$Re = \frac{\rho_{\text{кп}} V_{\text{кп}} (D_{\text{д}} - d_{\text{тр}})}{\eta_{\text{пл}}}, \quad (7.6)$$

где $\rho_{\text{кп}}$ – плотность промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины; $V_{\text{кп}}$ – скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве; $D_{\text{д}}$ – диаметр долота; $d_{\text{тр}}$ – наружный диаметр бурильных труб; $\eta_{\text{пл}}$ – пластическая вязкость.

Критерий Хедстрема:

$$He = \frac{\tau_o \rho_{\text{кп}} (D_{\text{д}} - d_{\text{тр}})^2}{\eta_{\text{пл}}^2}, \quad (7.7)$$

где τ_o – предельное динамическое напряжение сдвига.

Критерий Сен-Венана:

$$Sen = \frac{\tau_o (D_{\text{д}} - d_{\text{тр}})}{\eta_{\text{пл}}}. \quad (7.8)$$

Перечисленные критерии включают в себя такие параметры бурового раствора, как динамическое напряжение сдвига, пластическую вязкость и прочие величины. Изменение этих величин сказывается на отмеченных критериях, которые взаимосвязаны между собой

$$Re = \frac{He}{Sen}. \quad (7.9)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений определяют следующим образом

$$\lambda_{\text{кп}} = \frac{64}{y_{\text{кп}} (Sen) Re_{\text{кп}}}. \quad (7.10)$$

Между гидравлическими сопротивлениями и коэффициентом гидравлических сопротивлений устанавливается взаимосвязь через уравнение Дарси-Вейсбаха

$$\alpha_{\text{кп}} = f(\lambda_{\text{кп}}). \quad (7.11)$$

Согласно уравнению (7.5) гидравлические сопротивления отражаются на величине динамической составляющей гидродинамического давления и в конечном итоге на значении механической скорости проходки. По рассмотренной цепочке происходит косвенное управление величиной дифференциального давления.

Аналогичным образом имеет место взаимодействие между некоторыми параметрами бурового раствора и статической составляющей гидродинамического давления. Качественно эта взаимосвязь выглядит следующим образом. Повышается вязкость бурового раствора, сложнее удалять твердую фазу, которая способствует росту плотности промывочной жидкости. Изменение плотности отрицательно сказывается на статической составляющей гидродинамического давления, дифференциальном давлении, и конечным результатом является снижение механической скорости проходки. К сожалению, продемонстрировать взаимосвязь между физико-механическими параметрами бурового раствора и их влиянием на дифференциальное давление не представляется возможным, поскольку отсутствуют математические зависимости, показывающие изменение плотности промывочной жидкости, например, от вязкости, содержания твердой фазы, фильтрации и прочих факторов.

Таким образом, плотность промывочной жидкости является не единственным фактором, влияющим на механическую скорость проходки. На практике наблюдается четкая зависимость механической скорости проходки от содержания твердой фазы. Однако эта зависимость оказалась весьма сложной и понадобились годы, прежде чем удалось установить, что механическая скорость проходки зависит от вида твердых включений, их размеров и результирующего влияния твердой фазы на вязкость промывочной жидкости.

Еще одним важным фактором является фильтрация промывочной жидкости. Механическая скорость проходки повышается с увеличением фильтрации. Но и этот фактор оказался весьма сложным при ближайшем рассмотрении. Лабораторными исследованиями удалось выяснить ее влияние на вязкость промывочной жидкости. Однако установить влияние вязкости на механическую скорость проходки оказалось не просто. Лабораторные данные свидетельствовали о большом разбросе результатов и не позволяли прийти к однозначному решению. Определить соотношение между вязкостью промывочной жидкости и механической скоростью проходки удалось после того, как было выяснено, что основное влияние оказывает отношение определенных свойств промывочной жидкости предельного напряжения сдвига к пластической вязкости.

Достигнутые успехи привели к тому, что внимание специалистов сосредоточилось на решении следующих проблем.

1. Поддержание плотности промывочной жидкости на уровне, соответствующем пластовому давлению.
2. Сохранение свойств промывочной жидкости в условиях высоких температур и минерализации.
3. Регулирование фильтрации.
4. Регулирование содержания твердой фазы в промывочной жидкости.
5. Регулирование вязкости бурового раствора.

Влияние плотности раствора. Внимание к этой проблеме привело к разработке и внедрению принципиально новых в технологическом плане процессов – бурению на сбалансированном давлении в системе «скважина – пласт» и бурению на отрицательных дифференциальных давлениях. Возможность воздействия на пласт гидродинамическим давлением можно считать решенной задачей. Однако следует указать на то, что, хотя механизм этого явления изучен в достаточной степени, реализовать его в практических условиях подчас бывает весьма и весьма трудно. Точнее форм воздействия на пласт очень мало. К ним следует отнести: варьирование плотностью промывочной жидкости «искусственное» снижение столба жидкости в скважине, инерционную разгрузку забоя и появившуюся в последние годы идею резонансных колебаний, создаваемых в жидкости.

Для повышения механической скорости проходки применяют буровые растворы, аэрированные газообразным веществом, пены и воздух. Механическая скорость проходки обычно повышается при снижении плотности, но прирост механической скорости зависит от величины ее снижения, буримости породы и т.д. Следует подчеркнуть, что прирост скорости не всегда компенсирует дополнительные материальные затраты.

Более дешевым средством регулирования плотности являются пены, представляющие собой эмульсию воздуха в растворе. Пены обычно приготавливают из раствора бентонита с небольшой концентрацией соды и КМЦ. Благодаря устойчивости смеси, воздух из пены не выделяется при ее движении по затрубному пространству к поверхности. К недостаткам следует отнести то, что пены обычно нельзя использовать вторично или вновь пропускать через циркуляционную систему, поскольку она может не разрушаться в течение нескольких часов.

Бурение на сбалансированном давлении «скважина – пласт» осуществляется при гидродинамическом давлении меньшем, чем пластовое, или равном пластовому. Эта технология начинает применяться в некоторых нефтяных районах нашей страны.

Пластовые давления на разбуриваемых площадях обуславливают выбор плотности буровых растворов. Обычно выбор плотности буровых растворов основывается на данных по проницаемости проходимых пластов, интенсивности газопроявлений, состояний стенок скважины, квалификации буровой бригады и т.д.

Если проницаемость пласта и интенсивность газопроявлений велики, то возникает необходимость в том, чтобы столб бурового раствора уравновешивал пластовое давление. Однако в процессе бурения могут встречаться условия, когда при низкой проницаемости пластов и малой интенсивности газопроявлений наблюдаются высокие пластовые давления. В таких случаях важно установить причину высокого давления. Если высокое давление обусловлено наличием маломощных газоносных пропластков, то можно осуществить бурение на сбалансированном давлении.

Бурение на сбалансированном давлении способствует увеличению механической скорости проходки, но в то же время может привести к потере устойчивости стенок скважины. Газ, содержащийся в порах разбуриваемых пород, стремится расшириться, и, если давление столба бурового раствора недостаточно, то удержать газ в сжатом виде невозможно. Расширение газа в породе, слагающей стенку скважины, вызывает вываливание кусков породы в кольцевое пространство. Увеличение же плотности бурового раствора приводит к снижению механической скорости проходки.

Таким образом, с целью повышения технико-экономических показателей бурения необходимо поддерживать плотность раствора на минимально допустимом уровне, который был бы достаточным для борьбы с газопроявлением и прочими видами осложнений.

Экспериментальные исследования показали, что требования к плотности бурового раствора, связанные с устойчивостью стенок скважины, могут быть значительно снижены при применении буровых растворов, приготовленных на нефтяной основе. Это положение справедливо, когда осмотическое давление равно силе адсорбции воды разбуриваемыми породами или выше этой силы. Применение растворов на нефтяной основе позволяет разбуривать пласты с аномально высоким пластовым давлением при значительно меньшей плотности буровых растворов. Согласно имеющимся экспериментальным данным плотность буровых растворов на нефтяной основе, по сравнению с буровыми растворами, приготовленными на водной основе, может быть снижена на 24–36 кг/м³. При этом устойчивость скважины сохраняется. Сравнительные данные о стабильности стенок скважины при использовании буровых растворов, приготовленных на водной и нефтяной основе, свидетельствуют, что применение последних позволяет существенно уменьшить кавернообразование.

Как было установлено в результате исследований капли воды в буровом растворе, приготовленном на нефтяной основе, отделены от пластовой воды нефтяной пленкой. Эти пленки действуют как полупроницаемые мембраны, через которые возникает осмотический переток. Развивающееся за счет этого давление достигает достаточно высоких значений и уравновешивает

вает пластовое давление. Возникновение осмотического давления препятствует проникновению пластовой воды в буровой раствор.

Например, при разбуривании пластов с аномально высоким давлением в штате Делавэр требовался буровой раствор на водной основе с плотностью 1800 кг/м³. При переходе на буровой раствор, приготовленный на нефтяной основе, его плотность была снижена до 1440–1560 кг/м³.

В последние годы появился еще один интересный прием, который позволяет осуществить бурение на пониженных дифференциальных давлениях. Сущность его заключается в том, что в геологических условиях, когда отсутствует опасность обвалообразования, используют естественную интенсивность газопроявлений. Газ, поступающий в скважину, снижает плотность промывочной жидкости, что сказывается на механической скорости проходки. Однако для реализации этой технологии требуются вращающиеся пре-венторы, надежное противовибросовое оборудование.

Нужно сказать, что при определенных условиях бурение на сбалансированном давлении «скважина – пласт» может способствовать не только повышению технико-экономических показателей бурения, но и устойчивости стенок скважины. Когда пласт «не дышит», удастся избежать целого ряда осложнений: уменьшить кавернообразование, снизить опасность осыпей, обвалов и т.д. Плотность раствора может быть существенно снижена при бурении с использованием технологии управляемой кольматации [64, 178].

Регулирование фильтрации жидкости. Фильтрация жидкости ведет к снижению отношения содержания воды в растворе к содержанию твердой фазы. То есть повышается процент содержания твердой фазы в буровом растворе. Следствием этого является повышение вязкости промывочной жидкости. Высокая фильтрация приводит к различным видам осложнений в процессе бурения: прихватам, связанным с образованием толстой глинистой корки и разупрочнению определенных категорий горных пород с обрушением или «вытеканием» их в ствол скважины. В продуктивных пластах фильтрат ухудшает коллекторские свойства. В целях снижения фильтрации буровых растворов проводят тщательное регулирование плотности промывочной жидкости, уменьшают содержание твердой фазы, добавляют химические реагенты.

В тех случаях, когда хотят добиться минимального влияния бурового раствора на пласт, переходят на промывку скважины растворами на нефтяной основе.

Многочисленными исследованиями установлено, что изменение механической скорости проходки зависит от фильтрационных свойств промывочной жидкости. Достаточно сказать, что при переходе на промывку скважины с технической воды на глинистый раствор происходит резкое снижение механической скорости проходки. Объяснение этому явлению может быть дано, в основном, за счет влияния различных фильтрационных

свойств промывочной жидкости. Подчеркнем, что данное положение может быть объяснено и за счет влияния других факторов, которые рассматривались или будут рассматриваться ниже.

В настоящее время считают, что пути заполнения трещин фильтрующей из раствора жидкости различны и процесс фильтрации может идти следующим образом.

Во-первых, возможно поступление фильтрата непосредственно в трещины, образующиеся на поверхности забоя под действием естественных условий или от воздействия долота. Проникновение фильтрата в трещины связано с определенными трудностями, так как начальная ширина трещин минимальна.

Во-вторых, поступление фильтрата бурового раствора может осуществляться через поры, имеющиеся в породе. Скорость фильтрации жидкости зависит от проницаемости разбуриваемой породы и сказывается на механической скорости проходки. На скорость фильтрации жидкости влияет разность давлений между гидродинамическим и пластовым, а также коркообразующая способность бурового раствора.

В-третьих, движение фильтрата может происходить под действием поступления пластовой жидкости в поры или трещины горной породы.

Заполнение трещин и пор в реальных условиях осуществляется либо с преобладанием какого-либо одного направления, либо сразу по нескольким направлениям.

В породах, обладающих высокой пористостью и проницаемостью по вертикали, механическая скорость проходки практически не зависит от дифференциального давления. Исследователи объясняют это обстоятельство тем, то в таких породах очень трудно создать перепад давления над и под частицей шлама.

Таким образом, из изложенного следует, что механическая скорость проходки зависит от фильтрации бурового раствора, на величину которой влияет проницаемость породы и разность давлений между гидродинамическим и пластовым.

Фильтратами буровых растворов, применяемых в настоящее время, являются либо вода, либо нефть. Буровой раствор, приготавливаемый на водной основе, может быть пресным или содержать различные примеси, влияющие на его фильтрационные свойства. Фильтрат раствора, приготовленного на нефтяной основе, содержит, главным образом, либо легкие, либо тяжелые фракции нефти.

В соответствии с изложенным ранее материалом естественно предположить, что более текучий, подвижный фильтрат быстрее заполнит трещину или проникнет под частицу шлама, чем менее текучий. Зависимость механической скорости проходки от вязкости фильтрата раствора, приготовленного на нефтяной основе представлена на рисунке 7.20. Из этого рисунка видно, что чем более жидкая нефть использована для приготовления бурового раствора, тем быстрее идет процесс бурения.

Влияние содержания твердой фазы в буровых растворах.

Целесообразно подробнее остановиться на процессах проникновения твердой фазы буровых растворов в пористую среду.

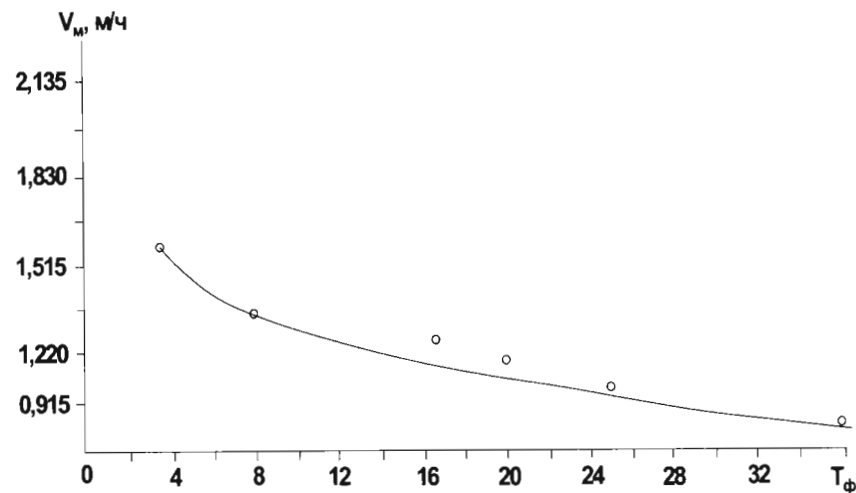


Рисунок 7.20 – Зависимость механической скорости проходки от вязкости фильтра раствора на нефтяной основе

Первые исследования по проникновению твердой фазы буровых растворов были проведены в начале тридцатых годов. С тех пор этому вопросу уделялось достаточно большое внимание.

Лабораторные и стендовые исследования, проводившиеся для доказательства проникновения твердой фазы в поры пласта, показали следующее.

Во-первых, твердая фаза глинистых растворов проникает в породу на небольшую глубину, порядка нескольких миллиметров.

Во-вторых, глубина проникновения твердой фазы глинистого раствора в нецементированные пески зависит от пористости и не зависит от перепада давления. Отметим, что по этому пункту между исследователями возникают разногласия. Некоторые из них считают, что глубина проникновения твердой фазы зависит от действующего перепада давления.

В-третьих, увеличение плотности глинистого раствора с 1000 до 1350 кг/м³ уменьшает глубину проникновения твердой фазы в пористую породу.

В-четвертых, при статическом и гидродинамическом режиме фильтрации твердая фаза глинистого раствора проникает в пористую среду на одну и ту же глубину.

Эти выводы подтвердили многие исследователи как у нас в стране, так и за рубежом. Например, в работе зарубежных исследователей Е. Е. Глина и М. Л. Слуссера приведены результаты по проникновению твердой фазы в

пористую породу. В качестве пористой среды использовались песчано-кундуновые искусственные образцы проницаемостью 70–400 МД (миллидарси) и частицы твердой фазы размером менее 1,0 мм.

Опыты проводились в статических и гидродинамических условиях. В последнем случае, скорость течения глинистого раствора составляла 0,46 м/с. Подчеркнем, что в процессе экспериментов производилось также удаление глинистой корки. В результате установлено, что максимальное проникновение глинистых частиц составляло 20–30 мм. Как объясняют авторы, дальнейшее проникновение глинистых частиц сдерживалось заиленным слоем пористой среды. Ввод в глинистый раствор дополнительно частиц твердой фазы размером 1–6 мк снижает глубину их проникновения. Таким образом, чем больше геометрические размеры частиц твердой фазы, тем меньше у этих частиц возможность проникнуть на большую глубину. Согласно результатам работы Г. Ф. Требина при размерах частиц твердой фазы 9–70 мк глубина их проникновения основной массы не превышала 4 мм. Часто в доказательство большой глубины проникновения частиц твердой фазы ссылаются на работу Н. В. Свихнушина и В. Д. Тура.

Авторы этой работы исследовали проницаемость частиц твердой фазы на кернах материала и зафиксировали их проникновение на глубину 10–15 мм. Следует указать, что данная глубина проникновения частиц твердой фазы является максимальной и после прекращения взаимодействия долота с породой происходит быстрое образование заиленного слоя, который препятствует проникновению частиц в фильтрационные каналы.

Обобщенные результаты рассмотренных исследований изложены в работе Б. В. Касперского и суть их сводится к следующему.

Глубина проникновения частиц твердой фазы в пористую среду определяется размером фильтрационных каналов, дисперсностью частиц и их концентрацией в глинистом растворе. Причем величина закупоренного участка не зависит от действующего перепада давления, температуры и времени контактирования глинистого раствора с породой. Частицы твердой фазы, имеющие размеры намного меньше, чем фильтрационные каналы, и проникшие на некоторую глубину, практически не влияют на ее проницаемость.

Из всех основных физико-механических свойств промывочной жидкости, от которых зависит механическая скорость проходки, наибольшее значение имеют плотность и содержание твердой фазы. В свою очередь содержание частиц твердой фазы в глинистом растворе взаимосвязано с другими параметрами, характеризующими промывочную жидкость: плотностью, вязкостью, фильтрацией. Например, вязкость и фильтрация глинистого раствора зависят от размеров, содержащихся в ней твердых частиц, характера их распределения в буровом растворе и физико-механических свойств самих

частиц. Твердая фаза состоит, главным образом, из частиц глины, песка и барита, а их размеры на практике колеблются в пределах 2–75 мк.

Результаты лабораторных, стендовых и промысловых исследований, проведенные в нашей стране и за рубежом свидетельствуют о существенном влиянии рассматриваемого параметра глинистого раствора на механическую скорость проходки.

Согласно данным работы Д. Хагфи зависимость механической скорости проходки от времени фильтрации $V_{\phi} = f(T_{\phi})$ оценивалась при действии различных дифференциальных давлений, изменявшихся в интервале $\pm 3,5$ МПа. В работе отмечается, что при использовании глинистых растворов с меньшей плотностью, легче поддерживать содержание твердой фазы на более низком уровне и в соответствии с этим положением наблюдался рост механической скорости проходки. П. Л. Мур объясняет отрицательное влияние повышения концентрации твердой фазы в глинистом растворе на механическую скорость проходки тем, что увеличивается время, необходимое для полного удаления обломков породы. Естественно, что увеличение времени связано с процессом выравнивания давления, действующего над частицей и под ней.

Практикой бурения также подтверждается, что механическая скорость проходки снижается при увеличении содержания твердой фазы в буровом растворе. Это объясняется за счет повышения вязкости глинистого раствора при увеличении твердой фазы, которая в виде частиц разбуренной породы поступает в циркуляционную систему. Рост концентрации твердой фазы в буровом растворе вызывает изменение плотности промывочной жидкости. Совместное действие перечисленных факторов усиливает отрицательные последствия роста концентрации твердых частиц в глинистом растворе.

Из сказанного вытекает необходимость поддерживать содержание твердой фазы на минимально возможном уровне. Подчеркнем, что зависимости, отражающие изменение основных показателей бурения, механической скорости проходки и проходки на долото, от содержания твердой фазы имеют место как для растворов, обладающих небольшой плотностью, так и для растворов, утяжеленных баритом.

Таким образом, разработка новых методов и совершенствование старых, позволяющих улучшить контроль за содержанием твердой фазы в буровом растворе и способных поддерживать ее на низком уровне, способствуют повышению основных технико-экономических показателей бурения.

Наиболее интересные и важные работы по изучению свойств промывочной жидкости, связанные с регулированием твердой фазы, ее влиянием на вязкость и загрязнение жидкости, были проведены в 60–80 годах и позволили сделать большой шаг в этой области. Достаточно сказать, что в результате этих работ появились лигносульфонатные и полимерные растворы, усо-

вершенствованы и широко внедрены техника и технология удаления шлама и песка из раствора. При этом в растворе сохраняется небольшое количество бентонита и прочих утяжелителей.

Одно из основных назначений бурового раствора – удаление выбуренной породы с поверхности забоя и вынос ее на дневную поверхность. При этом в идеале свойства его не должны изменяться. На практике, к сожалению, этого не происходит. Что же имеет место в действительности?

Удаление шлама с поверхности забоя должно осуществляться с максимальной скоростью. Для этого необходимо иметь турбулизированный поток жидкости в призабойной зоне при минимально возможной вязкости бурового раствора. Чем ниже вязкость, тем выше очистная способность промывочной жидкости.

Вынос шлама на поверхность требует противоположного эффекта. Разбуренная порода в потоке жидкости должна находиться во взвешенном состоянии и не осаждаться в случае остановки циркуляции. Для выполнения этого требования буровой раствор должен обладать достаточной тиксотропностью.

При выносе шлама следует предотвращать гидратацию и размельчение выбуренной породы. Эти мероприятия позволяют качественнее проводить очистку бурового раствора на поверхности. В то же время свойства промывочной жидкости, благодаря которым поддерживается взвешенное состояние шлама, не должны мешать отделению выбуренной породы на поверхности.

Тот факт, что в американской практике буровых работ большая часть времени и средств тратится на борьбу с поддержанием необходимых свойств промывочной жидкости и вредным влиянием на эти свойства шлама, свидетельствуют о важности этой проблемы. Эффективное удаление шлама из бурового раствора приводит к значительной экономии времени на бурение скважин, количества долот, химреагентов, утяжелителей и прочих материальных ценностей.

Для сохранения естественных размеров шлама необходимо применять один из трех известных способов защиты или комбинации этих способов:

1. Ионную защиту. Создается известью, соленой водой, гипсом или лигносульфонатами. При этом виде защиты ионы перечисленных компонент адсорбируются на частицах породы и подавляют их гидратацию.
2. Капсульная защита. Создается полимерами, которые обволакивают частицы разбуренной породы водостойкой пленкой.
3. Нефтяная защита раствора. Характерна для буровых растворов, приготовленных на нефтяной основе.

Очистка буровых растворов от шлама происходит на поверхности с помощью вибросит, отстойников, гидроциклонов, центрифуг и другого оборудования.

Процентное содержание твердой фазы в буровом растворе оказывает существенное влияние на механическую скорость проходки. От содержания твердой фазы в буровом растворе зависят его плотность, вязкость и фильтра-

ция. Вязкость и фильтрация бурового раствора взаимосвязаны с размерами твердых частиц. Твердая фаза состоит преимущественно из частиц глины, песка и барита. Размеры твердых частиц находятся в пределах 2–74 мк.

На рисунке 7.21 представлена зависимость, отражающая влияние содержания твердой фазы в буровом растворе на механическую скорость проходки по данным лабораторных исследований. Горное давление в процессе экспериментальных исследований составляло 4,56 МПа, перепад давления 3,5 МПа, при нулевом пластовом давлении. Вязкость раствора поддерживалась постоянной и равнялась 53 сП. При использовании более легких растворов содержание твердой фазы снижается, и, соответственно, возрастает механическая скорость проходки. Р. Л. Моог объясняет рост механической скорости проходки за счет снижения времени, требуемого для удаления частиц породы с поверхности забоя.

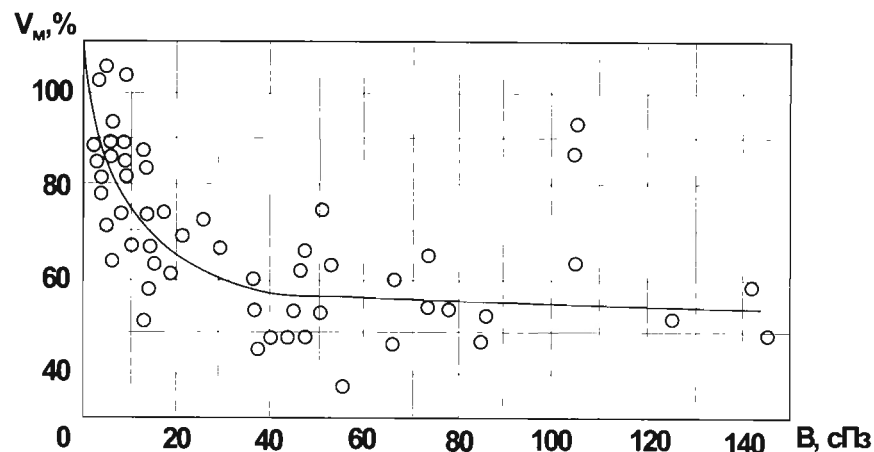


Рисунок 7.21 – Влияние содержания твердой фазы в буровом растворе на механическую скорость проходки (по данным лабораторных исследований)

Снижение механической скорости проходки может быть и следствием повышения вязкости и плотности бурового раствора за счет увеличения содержания твердых частиц. Как бы то ни было содержание твердой фазы в буровом растворе следует поддерживать на минимально допустимом уровне.

Практикой бурения отмечено, что увеличение фильтрации жидкости несколько снижает вязкость промывочной жидкости и тем самым способствует росту механической скорости проходки. Чтобы вскрыть причины по-

вышения механической скорости необходимо разобраться, как изменяются основные физико-механические свойства бурового раствора. Влияние вязкости на механическую скорость проходки рассмотрено выше. Обратим только внимание, что изменение вязкости жидкой фазы бурового раствора оказывает более существенное влияние на механическую скорость проходки, чем увеличение вязкости суспензии, за счет роста процентного содержания твердой фазы в растворе.

Однако мнения исследователей по этому вопросу расходятся.

По лабораторным данным J. R. Eckel механическая скорость проходки при неизменном дифференциальном давлении зависит лишь от вязкости промывочной жидкости. Изменение таких параметров, как водоотдача и содержание твердой фазы, не сказывается на результатах бурения. Существующее мнение о том, что повышение фильтрации жидкости положительно влияет на рост механической скорости проходки, J. R. Eckel объяснял снижением вязкости промывочной жидкости. Однако выдвинутые им положения требуют дополнительного подтверждения и вот почему. При увеличении фильтрации жидкости интенсифицируются сразу два противоположно влияющих процесса на механическую скорость проходки: процесс фильтрации жидкости в зону разрушения и процесс образования глинистой корки. Оба эти процесса зависят от проницаемости разбуриваемых пород, дифференциального давления, частоты вращения долота и т.д. В опытах J. R. Eckel, названные параметры оставались неизменными и были соответственно равны 10 мД; 3,5 МПа; 1,25 с⁻¹.

Отсутствие заметного влияния фильтрации жидкости в этих условиях может означать, что интенсификация одного из процессов, например, фильтрации компенсировалась или, вернее сказать, сдерживалась другим процессом – образованием глинистой корки.

Несколько раньше N. Mungan установил влияние содержания твердой фазы, находящейся в промывочной жидкости на механическую скорость проходки. Чем меньше содержание твердой фазы в растворе, тем выше механическая скорость проходки. Он объяснил это явление тем, что твердые частицы проникают в поры разбуриваемой породы, закупоривают их и препятствуют процессу фильтрации.

Таким образом, трактовки приведенных данных по влиянию фильтрации жидкости и содержанию твердых частиц шлама в буровом растворе различными исследователями носят противоречивый характер. Поэтому делать какие-либо четкие выводы по влиянию фильтрации буровых растворов трудно. Следует только указать, что, судя по имеющемуся материалу влияние фильтрации на механическую скорость проходки не столь велико, как других факторов. Однако в процессе оптимизации бурения фильтрация может играть опреде-

ленную роль и не учитывать ее нельзя. Поэтому дальнейшие исследования в этом направлении могут приобрести определенную ценность.

Влияние вязкости бурового раствора. Вязкость наряду с другими свойствами промывочной жидкости оказывает большое влияние на механическую скорость проходки. Однако если исследовать этот параметр на поверхности и в стволе скважины, то можно прийти к различным, подчас противоречивым выводам. Для выявления фактического влияния вязкости на механическую скорость проходки целесообразно проводить исследования при скоростях сдвига, характерных для насадок долота. Можно указать на такой момент. Вязкость промывочной жидкости, выходящей из насадки долота, и вязкость той же жидкости в кольцевом пространстве скважины могут отличаться на величину второго порядка. Это обстоятельство мешало определить действительную взаимосвязь между вязкостью и механической скоростью проходки.

В последнее время появились промывочные жидкости, вязкость которых при высоких скоростях сдвига падает почти до вязкости воды. Этого удалось добиться с помощью полимеров. Причем полимерные растворы сохраняют достаточно высокую вязкость при скоростях сдвига, характерных для определенных участков циркуляционной системы, например, кольцевого пространства скважины и низкую вязкость на забое скважины.

Вязкость промывочной жидкости существенно влияет на механическую скорость проходки. Однако интересно отметить, что после того, как величина вязкости достигает 40 спз, дальнейшее ее повышение практически не сказывается на механической скорости проходки. Наибольшее влияние вязкость оказывает на механическую скорость проходки до 28 спз (вода).

Вязкость промывочной жидкости при забойной температуре не равна вязкости, которую она имеет на поверхности. Температура промывочной жидкости на забое может быть на 20–70°C выше, чем на поверхности. Это обстоятельство важно учитывать при обработке бурового раствора.

По замечанию зарубежных исследователей вязкость бурового раствора целесообразно поддерживать на минимально возможном уровне, не снижая ее до 40 спз и менее. Когда вязкость невозможно снизить до этого уровня, ее регулируют, главным образом, для того, чтобы уменьшить потери на трение в кольцевом пространстве скважины. С повышением вязкости механическая скорость проходки продолжает снижаться, но темп ее снижения падает.

Как показывает анализ экспериментальных данных, вязкость бурового раствора возрастает, во-первых, за счет повышения содержания твердой фазы, а во-вторых, за счет изменения вязкости жидкой фазы, на основе которой приготовлен буровой раствор.

От вязкости промывочной жидкости зависит скорость удаления шлама с поверхности забоя. Более вязкие растворы медленнее проникают под час-

тицы разрушенной породы, заполняют трещины и тем самым препятствуют выравниванию давления под частицей и над ней.

Таким образом, снижение механической скорости проходки объясняется затратами энергии на повторное перемалывание шлама.

Улучшить очистку забоя скважины можно за счет осуществления мероприятий: снизить вязкость бурового раствора, увеличить скорость истечения потока промывочной жидкости из гидромониторного узла долота, создать резонирующие колебания в самой промывочной жидкости и т.д.

Влияние вязкости бурового раствора сказывается также на очистке ствола скважины от выбуренной породы. Большое содержание шлама в кольцевом пространстве может привести к его налипанию на долото и буровой инструмент.

На частицу шлама, находящуюся в кольцевом пространстве, действуют силы, зависящие от скорости восходящего потока, вязкости и плотности промывочной жидкости и силы тяжести самой частицы шлама. Степень или качество очистки ствола скважины могут быть улучшены за счет изменения режима течения промывочной жидкости. Этот фактор многие исследователи считают наиболее важным. В меньшей степени на качество очистки ствола сказывается плотность промывочной жидкости, площадь поперечного сечения кольцевого пространства, частота вращения бурильных труб, размер частиц шлама и т.д.

Содержание шлама в буровом растворе является функцией механической скорости проходки и скорости витания. Под скоростью витания понимается скорость, с которой частицы выбуренной породы оседают вниз, находясь в движущемся потоке промывочной жидкости. Отколота частица породы достигает дневной поверхности в том случае, когда скорость витания меньше скорости восходящего потока в кольцевом пространстве скважины.

Скорость витания оценивается по следующим уравнениям. Для ламинарного режима течения промывочной жидкости в кольцевом пространстве

$$V_{\text{в}} = \frac{53,5(\rho_{\text{шл}} - \rho_{\text{ж}})d_{\text{ср}}^2 V_{\text{кп}}}{6,65\tau(D_{\text{д}} - d_{\text{тр}}) + \eta_{\text{пл}} V_{\text{кп}}}. \quad (7.12)$$

При турбулентном режиме течения рекомендуется применять уравнение

$$V_{\text{в}} = \frac{d_{\text{ср}}(\rho_{\text{шл}} - \rho_{\text{ж}})}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (7.13)$$

где $\rho_{\text{шл}}$ – плотность выбуренной породы; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность промывочной жидкости; $d_{\text{ср}}$ – средний диаметр частицы шлама; $V_{\text{кп}}$ – средняя скорость восходящего потока в кольцевом пространстве скважины; τ – предельное на-

пряжение сдвига бурового раствора; D_d – диаметр долота; $d_{\text{нр}}$ – наружный диаметр буровых труб; $\eta_{\text{пл}}$ – пластическая вязкость.

Как видно из уравнения (7.12.) для ламинарного режима течения бурового раствора наиболее важным фактором является предельное напряжение сдвига. Увеличение этого параметра приводит к улучшению очистной способности применяемой промывочной жидкости.

7.6 Роль дифференциального давления в повышении эффективности работы долота

В начале пятидесятых годов, когда только возникло новое направление по увеличению технико-экономических показателей бурения за счет регулирования депрессии на пласт, считалось, что определяющее влияние на механическую скорость проходки оказывает угнетающее давление столба бурового раствора. Дальнейшие исследования в этом направлении привели к тому, что природу изменения механической скорости проходки стали объяснять дифференциальным давлением. Однако, в последние годы в Грозненском нефтяном институте вновь вернулись к первоначальной версии. В процессе теоретических и экспериментальных исследований возникли затруднения в изучении заключительного этапа разрушения пород при внедрении зуба долота в горный массив. Так, например, Н.А. Колесников и ряд других исследователей считают, что на механическую скорость проходки влияет как гидростатическое, так и дифференциальное давление, но сфера влияния этих факторов ограничена глубиной скважины и геологическими условиями. В скважинах, глубина которых соответствует 2000–2500 метрам, преобладает влияние дифференциального давления, а в более глубоких скважинах предпочтение отдается гидростатическому давлению. Естественно, что разграничение по глубине является условным. Более правильно производить разграничение по величине горного давления. На практике отмеченное явление имело место при бурении Кольской сверхглубокой скважины при глубинах 10 тыс. м и более, когда приходилось ограничивать механическую скорость проходки на больших глубинах.

Таким образом, механизм действия перепада давления в зоне разрушения горной породы может быть подразделен на два направления.

Первое направление – когда на отрыв частицы породы оказывает влияние, главным образом, дифференциальное давление.

Второе направление – когда на механизм разрушения горной породы существенно воздействует гидростатическое давление.

Результаты, полученные А.А. Брыковым, Н.А. Колесниковым, С.А. Волонсевичем и другими исследователями, изложены в НХ, № 6, 1983, где рас-

считывается влияние абсолютной величины гидродинамического давления на эффективность разрушения горных пород. В процесс исследований заключительного этапа разрушения при внедрении зуба долота в породу и при имитации различных забойных условий, наблюдалось расхождение между теоретическими и экспериментальными зависимостями, отражающими изменение механической скорости проходки от дифференциального давления.

Приняв в качестве критерия разрушения сопротивление породы отрыву, они получили зависимость для определения нагрузки, при которой начинается зарождение трещины на некоторой глубине от поверхности забоя.

$$G_{\text{н}} = 0,225b \cdot \delta(R_0 + \Delta R), \quad (7.14)$$

где $G_{\text{н}}$ – нагрузка, при которой происходит зарождение трещин на глубине; b – ширина откалываемой частицы породы; δ – высота откалываемой частицы породы; R_0 – прочность породы на отрыв при (атмосферных) нормальных условиях; ΔR – напряжения в горной породе, вызванные действием гидродинамического и пластового давлений на глубине зарождения трещин.

Согласно уравнению (7.14), разбуриваемая горная порода находится под действием сжимающих усилий, вызванных действием гидродинамического и пластового давлений ΔR . Напряжения, возникающие в породе под действием давления, частично передаются через скелет самой породы, а частично через жидкость, находящуюся в порах.

С учетом сказанного, напряжения в горной породе могут быть определены уравнением.

$$\Delta R = P_{\text{гд}} - n \cdot P_{\text{ск}}, \quad (7.15)$$

где $P_{\text{гд}}$ – гидродинамическое давление; $P_{\text{ск}}$ – давление на глубине скола; n – коэффициент пропорциональности.

Принимается, что давление на глубине скола $P_{\text{ск}}$ приближенно равно пластовому давлению $P_{\text{пл}}$. Коэффициент пропорциональности « n » рассчитывается по формуле

$$n = \xi - (1 - m_0), \quad (7.16)$$

где $m_0 = m_{\text{нр}} - m_{\text{н}}$ – соответственно абсолютная пористость породы, эффективная пористость и закрытая пористость породы; $\xi = \beta \cdot k$ – параметр, характеризующий степень сцементированности горных пород; β – коэффициент сжима-

емости твердой фазы; $\frac{1}{k}$ – эффективная сжимаемость скелета породы.

Совместное решение уравнений (7.15) и (7.16) позволяет получить следующее уравнение для оценки напряжений в горной породе

$$\Delta R = \Delta P + n_1 P_{пл}. \quad (7.17)$$

Из уравнений (7.14) и (7.17) видно, что достичь механической скорости проходки соответствующей скорости бурения при нормальных условиях можно только при полном снятии напряжений в горной породе, т.е. при $\Delta R = 0$.

Согласно лабораторным исследованиям М. Г. Бингхема большинство категорий горных пород при атмосферных условиях разбуриваются практически с одинаковой и достаточно высокой механической скоростью. То есть, в соответствии с уравнением (7.17) трещины должны зарождаться при одинаковых нагрузках. Если допустить, что величина напряжений в горной породе ΔR принимает отрицательные значения, то есть напряжения в горной породе становятся растягивающими, то уменьшается величина нагрузки, при которой происходит зарождение трещин. В случае, когда выполняется равенство $\Delta R = R_0$, трещины будут зарождаться практически при минимальных нагрузках и порода может разрушаться самопроизвольно от действия горного давления.

Экспериментальное подтверждение данное положение получило в Грозненском нефтяном институте. Исследования проводили при отсутствии перепада давления ΔP в скелете породы. Однако, несмотря на это напряжения в горной породе составляли $\Delta R = n_1 \cdot P_{гд} = n_1 P_{пл}$. При определенных условиях разрушения напряжения в скелете породы от действия гидродинамического давления $P_{гд}$ полностью снимаются только при отрицательном дифференциальном давлении, достигающем по абсолютной величине того же значения. Образцы известняка пропитывали промывочной жидкостью при различных гидродинамических давлениях $P_{гд}$. Затем резко сбрасывали давление. При условии $R = \Delta P + n_1 \cdot P_{пл}$ по периметру образца появлялись трещины. При постукивании образец разламывался. Когда $\Delta P + n_1 P_{пл} < 0$ превышало прочность породы на отрыв при атмосферных условиях R_0 , образец разрушался сразу после сброса давления.

Естественно, что с изменением прочностных и фильтрационных особенностей горных пород, физико-механических свойств бурового раствора абсолютные значения соотношений нагрузки также будут изменяться, поскольку изменится значение напряжений в горной породе ΔR .

Также интересны исследования по вопросу взаимосвязи между такими параметрами, как дифференциальное давление ΔP , нагрузка G_n и геометрия частиц шлама. Авторы отмечают, что между размером шлама и осевой нагрузкой при постоянном расходе жидкости имеется определенная зависимость. Например, при $G_n = 18$ кН и $\Delta P = -2$ МПа геометрическая форма шлама представлена в виде песчинок. При $G_n = 18$ кН и $\Delta P = -3$ МПа шлам харак-

теризуется мелкими частичками, а при $G_n = 45,7$ кН и $\Delta P = -10$ МПа шлам представлен, главным образом, крупными частицами без следов зерен песка.

Проведенные исследования позволили также заключить, что при переходе к объемному разрушению горной породы существенное влияние оказывает дифференциальное давление.

Возвращаясь к уравнению (7.17), видно, что дифференциальное давление является составной частью напряжений в горной породе. В зависимости от условий бурения напряжения в горной породе ΔR могут превышать ΔP на 5–7 МПа. Отсутствие же дифференциального давления $\Delta P = 0$ свидетельствует о равенстве гидродинамического и пластового давлений, но сжимающие напряжения в горной породе остаются $\Delta R = n_1 P_{пл}$. Только при $\Delta R = 0$ скелет горной породы будет разрушаться. При условии $\Delta R + R_0 = 0$ произойдет самопроизвольное разрушение горной породы от пластового давления. При разбуривании малопрочных, слабосцементированных горных пород, что имеет место при их залегании на глубинах до 2500–3000 м, В. Н. Николаевский, К. С. Басниев, А. Т. Горбунов рекомендуют ориентироваться на величину дифференциального давления.

Рассмотрим количественные соотношения между механической скоростью проходки и различными давлениями, действующими в скважине.

А. Т. Бургойп и Ф. С. Юнг предложили рассчитывать механическую скорость проходки, согласуясь с глубиной скважины

$$V_M = V_{Mo} \cdot e^{-\alpha(L-L_0)}, \quad (7.18)$$

где V_M – механическая скорость проходки; V_{Mo} – механическая скорость проходки на глубине L_0 ; α – показатель степени, равный $(0,3-0,85) \cdot 10^{-4} \text{ м}^{-1}$ на глубине $L_0 = 3048$ м; L – глубина скважины.

Уравнение (7.18) описывает снижение механической скорости проходки по мере роста глубины скважины, когда происходит упрочнение горных пород. В слабосцементированных и слабоуплотненных породах, обладающих высокими пластовыми (поровыми) давлениями, наблюдается тенденция к росту механической скорости проходки. Отступления от нормальной тенденции: снижение механической скорости проходки с глубиной скважины, используются для выявления зон с аномально высоким пластовым давлением.

Для условия поддержания постоянного дифференциального давления на забое скважины за счет регулирования плотности промывочной жидкости, механическая скорость проходки выражается следующим уравнением

$$V_M = V_{Mo} \cdot e^{\alpha_1 (\text{grad} P_{пл} - \text{grad} P_{гд}) L^{0,69}}, \quad (7.19)$$

где $\text{grad } P_{\text{пл}}$ – градиент пластового давления; $\text{grad } P_{\text{ст}}$ – градиент статического давления на забой скважины; L – глубина скважины; $\alpha_1 = (1,7-3,5) \cdot 10^7$ – коэффициент пропорциональности.

Уравнение (7.19) несложно преобразовать относительно дифференциального давления

$$V_M = V_{M_0} \cdot e^{\alpha_2 (P_{\text{ст}} - P_{\text{пл}})}, \quad (7.20)$$

где $\alpha_2 = (1,2-2,3) \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$ – экспериментальный коэффициент.

Воздействовать на напряженно-деформированное состояние горной породы на забое можно, изменяя гидродинамическое давление, которое с этой точки зрения является главным фактором управления процессом ее разрушения.

Эта возможность успешно реализована при разработке технологии бурения на сбалансированном давлении «скважина – пласт» и бурении на отрицательных дифференциальных давлениях.

Влияние дифференциального давления проявляется в мягких проницаемых горных породах и в твердых непроницаемых горных породах. Согласно выводам Марфи это давление в большей или меньшей степени сказывается на механической скорости проходки практически во всех типах горных пород. Исключение составляют два-три типа особо крепких пород.

На механическую скорость проходки дифференциальное давление оказывает влияние в двух направлениях. Первое – под действием высоких дифференциальных давлений происходит упрочнение разбуриваемых пластов. Второе – высокие дифференциальные давления препятствуют процессу удаления частиц шлама с поверхности забоя.

В твердых породах, характеризующихся большими напряжениями сопротивления разрушению, при внедрении зуба долота повышение дифференциального давления приводит к незначительному увеличению твердости. В мягких же породах с его ростом твердость изменяется более существенно. Именно этим объясняются трудности, которые возникают при разбуривании, например, глин и мергелей на больших глубинах. Повышенная сопротивляемость горной породы разрушению отражается на объеме лунок, образующихся в результате воздействия зуба долота на поверхности забоя.

Основным фактором, сказывающимся на технико-экономических показателях бурения, считается процесс, связанный с удалением частиц шлама из лунок. При благоприятных условиях – небольших дифференциальных давлениях они быстро удаляются, и набегавший зуб долота работает на очищенной поверхности. Снижение дифференциального давления происходит за счет фильтрации жидкости в трещины, которые образовались в резуль-

тате взаимодействия породоразрушающего инструмента с забоем, и за счет фильтрации жидкости непосредственно в поры горной породы.

В поры породы и трещины вместе с жидкостью проникают твердые частицы. Забивка пор приводит к резкому уменьшению количества жидкости, фильтрующейся через них. Глубина проникновения кольматирующих частиц колеблется от 5 мм до 30 мм. В этой зоне, на глубине до 10 мм отмечаются наибольшие градиенты давлений, возникающие между пластовым и гидродинамическим давлениями. Чем выше проницаемость горной породы, тем лучше ее кольматация и больше градиенты давлений. Этим положением объясняется более существенное снижение механической скорости проходки в хорошо проницаемых горных породах.

Например, Н. Х. Ван-Линген установил, что в горных породах с коэффициентом проницаемости $k < 0,001 \text{ мкм}^2$ влияние дифференциального давления практически не сказывается. Его действие становится заметным при коэффициенте проницаемости породы $k > 0,001 \text{ мкм}^2$.

Низкая проницаемость породы отрицательно сказывается на механической скорости проходки. Управляющим рычагом является процесс фильтрации промывочной жидкости и кольматации пор и трещин.

Фильтрационные и кольматирующие свойства промывочной жидкости весьма слабо отражаются на глубине проникновения частиц твердой фазы и степени проницаемости горной породы. Но процентное содержание твердой фазы в промывочной жидкости определяет уровень действующего градиента давления.

На механизм действия дифференциального давления значительное влияние оказывают режимные параметры процесса бурения. Однако мнения исследователей в данном вопросе не только различны, но и противоречивы. Например, в работе Н. Маковец утверждается, что чем выше частота вращения долота и больше нагрузка, тем хуже осуществляется процесс выравнивания дифференциального давления, что в конечном итоге отрицательно сказывается на механической скорости проходки. Экспериментальные же исследования Марфи показали, что при уменьшении дифференциального давления форсирование нагрузки на долоте приводит к росту механической скорости проходки. Зависимость $V_M = f(G)$ носит явно не линейный характер и описывается кривой линией более высокого порядка.

Относительно частоты вращения долота возникают аналогичные разночтения.

Эти противоречия позволяют сделать вывод, согласно которому между режимными параметрами и дифференциальным давлением должно существовать оптимальное сочетание. Для определенных категорий горных пород и степени разгрузки забоя от гидродинамического давления можно подобрать наиболее рациональные частоты вращения и осевые нагрузки, при которых не будет происходить опережающего отрицательного влияния режимных параметров на механическую скорость проходки.

7.7 Промысловые наблюдения

Впервые наиболее достоверная и обширная промысловая информация по влиянию дифференциального давления на механическую скорость проходки была получена в шестидесятых годах при бурении в сланцах в штате Луизиана на побережье Мексиканского залива (США). Эксперименты проводились в интервале 2460–4440 метров. Гидростатическое давление изменялось в диапазоне значений 35–97,3 МПа, а пластовое давление от 27,3 МПа до 92,4 МПа. Определенное расчетным путем дифференциальное давление варьировалось от +10,5 МПа до –6,5 МПа. Средняя мощность разбуриваемых пластов составляла 420 метров.

Отличительной особенностью проведенных исследований являлся постоянный контроль над пластовым давлением. Контроль осуществлялся с помощью электрокаротажа и резистивиметрии, что позволило получить более надежные, чем при проводимых ранее подобных исследованиях, данные.

Нагрузка на долото, частота его вращения, гидродинамические характеристики гидромониторных узлов и физико-механические свойства промывочной жидкости на всех восьми скважинах поддерживали практически одинаковыми. Оценка дифференциального давления производилась расчетным путем, как разница между поровым давлением и гидродинамическим или эквивалентным гидростатическим давлением столба бурового раствора, в которое входят потери давления в затрубном пространстве скважины, рассчитанные по методу Хоуэллома.

Механическая скорость проходки в каждом интервале определена с учетом поправок, сделанных на износ вооружения долота, нагрузки и частоты вращения долота.

В результате обработки опытных данных получены зависимости механической скорости проходки от дифференциального давления. На рисунках 7.22–7.29 представлены зависимости $V_m = f(\Delta P)$. Как видно из приведенных зависимостей, на всех восьми скважинах наблюдалось увеличение механической скорости проходки при снижении дифференциального давления. Однако характер изменения этой зависимости различен и может быть выражен как экспонентой, так и прямой линией. Такое разнообразие зависимости $V_m = f(\Delta P)$ объясняется разницей, вызванной практически изменениями нагрузки на долото, гидравлической характеристикой гидромониторного долота и прочностью разбуриваемой породы.

Анализируя полученные результаты, можно отметить, что, во-первых, при дифференциальных давлениях, изменявшихся от нуля до 4,2 МПа, рост механической скорости проходки происходил с увеличением удельной нагрузки на долото.

В таблице 7.3 представлены результаты изменения механической скорости проходки в зависимости от удельной нагрузки на долото, частоты вращения, гидравлической мощности, срабатываемой в гидромониторных узлах, горного и гидростатического давления.

Таблица 7.3 – Изменение механической скорости проходки в зависимости от частоты вращения долота, удельной нагрузки, гидравлической мощности, горного и гидростатического давления

Скважина	Увеличен в% = 0–4,2	n	G _{уд} , МПа	W _{уд} , л/с·см ²	L, м	P _r , МПа	P _{гс} , МПа
A	27,5	100	0,064	0,419	3991	81,5	80,0
B	33,7	180	0,066	0,752	3202	50,0	49,8
C	34,0	150	0,073	0,616	3001	40,0	38,6
D	53,3	160	0,082	0,637	3139	43,6	42,6
E	76,8	150	0,052	0,693	2594	40,9	34,7
F	160,0	140	0,095	0,354	3315	51,8	43,6
H	191,5	140	0,095	0,797	3637	69,1	66,3

Во-вторых, согласно полученным данным абсолютные значения гидростатического и пластового давлений не влияют на механическую скорость проходки. В таблице 7.4. приведены результаты, отражающие влияние горного и гидростатического давлений на механическую скорость проходки. Как видно, в исследуемом диапазоне давлений механическая скорость проходки изменяется незначительно.

Таблица 7.4 – Влияние на механическую скорость проходки горного, дифференциального и гидростатического давления

Скв.	Глубина скважины, м (горное давление)	Дифференциальное давление, МПа	Гидростатическое давление, МПа	Механическая скорость проходки, м/ч
A	3621,0	–2,6	68,5	43,5
	3660,0	–2,6	69,7	45,9
	4224,0	4,8	90,9	18,3
	4275,0	4,6	93,0	18,9
	4440,0	4,4	97,0	23,7
Д	3510,0	3,1	64,8	22,5
	3759,0	3,1	76,1	22,5
	3285,0	1,4	43,1	17,4
	3319,5	1,3	44,4	17,4
	3330,0	1,3	44,9	16,2
	3363,0	1,5	49,6	16,8
	3388,5	1,5	54,2	15,6

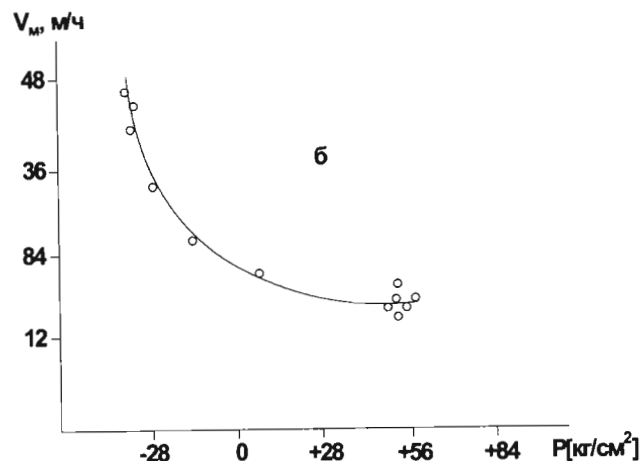
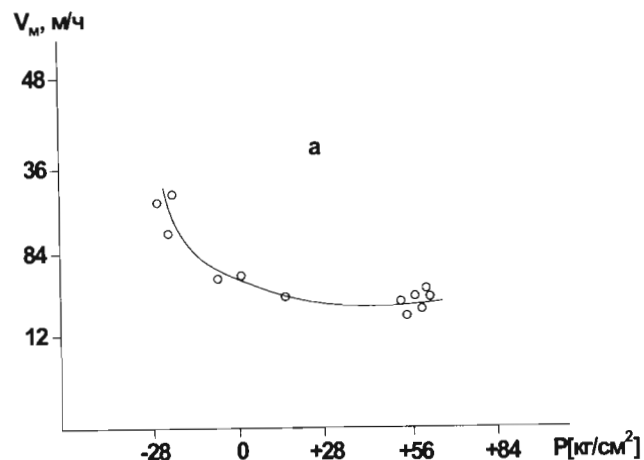


Рисунок 7.22 – Скважина А. Влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки без поправки (а) и с поправкой (б) на износ вооружения долота, колебания осевой нагрузки и скорости вращения ротора (диаметр скважины 8 3/8", нагрузка на долото – 13,5 т, число оборотов ротора – 100 в минуту, гидравлическая мощность на единицу площади забоя – 0,419 л.с./см²)

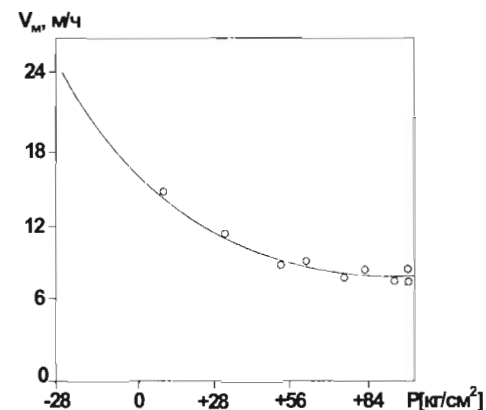


Рисунок 7.23 – Скважина В. Влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки (диаметр скважины 14 3/4", нагрузка на долото – 18,9 т, число оборотов ротора – 150 в минуту, гидравлическая мощность на единицу площади забоя – 0,705 л.с./см²)

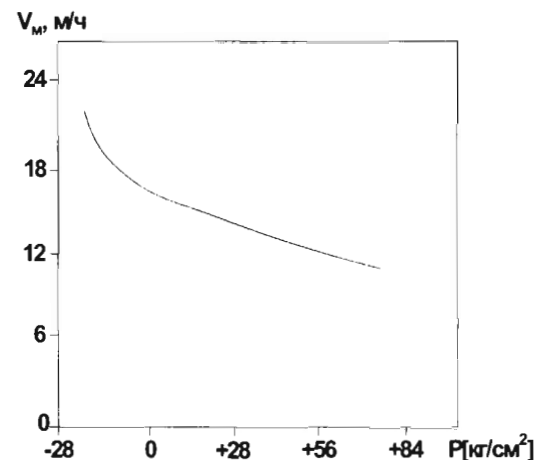


Рисунок 7.24 – Скважина С. Влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки (диаметр скважины 12 1/4", нагрузка на долото – 22,5 т, число оборотов ротора – 150 в минуту, гидравлическая мощность на единицу площади забоя – 0,616 л.с./см²)

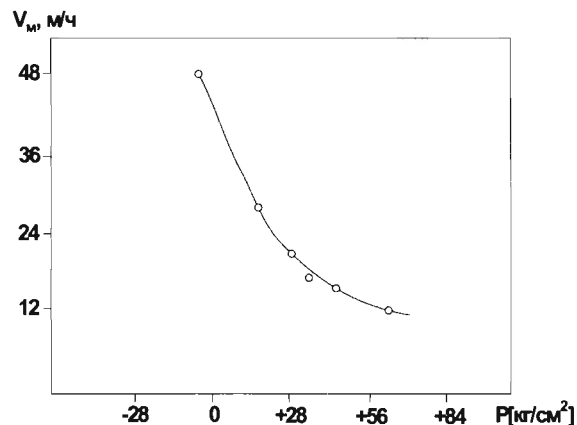


Рисунок 7.25 – Скважина D. Влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки (диаметр скважины 8 1/2", нагрузка на долото – 20,2 т, число оборотов ротора – 140 в минуту, гидравлическая мощность на единицу площади забоя – 0,797 л.с./см²)

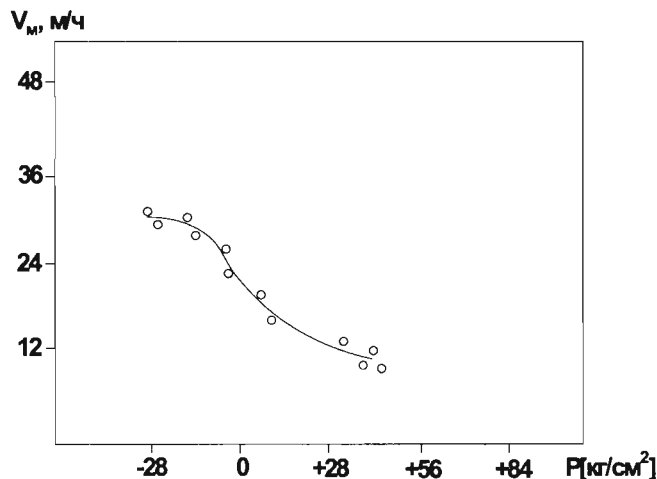


Рисунок 7.26 – Скважина E. Влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки (диаметр скважины 12 1/4", нагрузка на долото – 29,2 т, число оборотов ротора – 140 в минуту, гидравлическая мощность на единицу площади забоя – 0,354 л.с./см²)

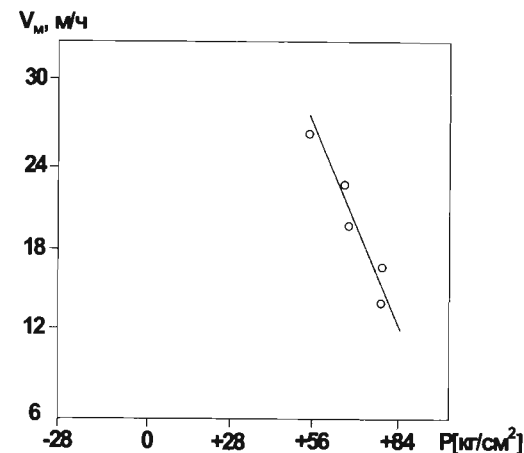


Рисунок 7.27 – Скважина F. Влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки (диаметр скважины 9 5/8", нагрузка на долото – 15,8 т, число оборотов ротора – 110 в минуту, гидравлическая мощность на единицу площади забоя – 1,078 л.с./см²)

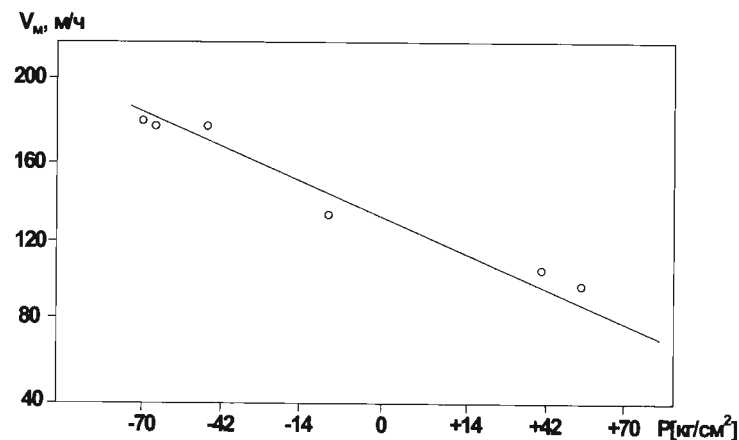


Рисунок 7.28 – Скважина G. Влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки (диаметр скважины 12 1/4", нагрузка на долото – 20,2 т, число оборотов ротора – 180 в минуту, гидравлическая мощность на единицу площади забоя – 0,752 л.с./см²)

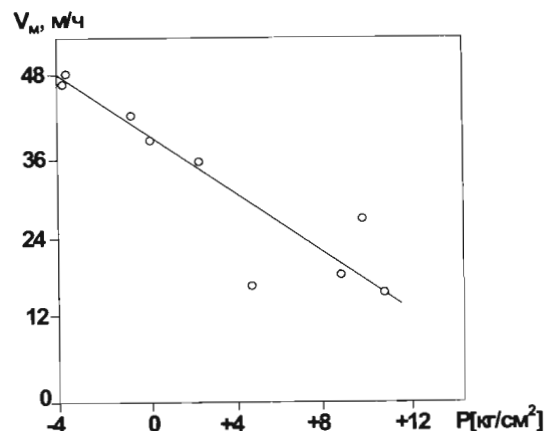


Рисунок 7.29 – Скважина Е. Влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки (диаметр скважины 9 7/8", нагрузка на долото – 26,2 т, число оборотов ротора – 100 в минуту, гидравлическая мощность на единицу площади забоя – 0,657 л.с./см²)

Таким образом, дифференциальное давление является фактором, который приводит к существенному изменению механической скорости проходки.

В-третьих, анализируя влияние на механическую скорость проходки таких свойств промывочной жидкости, как плотность, структурная вязкость, динамическое сопротивление сдвигу, фильтрация, авторы исследований констатируют, что такое влияние отсутствует.

В последние годы в нашей стране также уделяется большое внимание вопросу влияния дифференциального давления на механическую скорость проходки. Причем, как правило, этот вопрос увязывается с исследованиями режима промывки забоя скважины и лишь в немногих работах постановка вопроса подчинена главному направлению.

Следует указать, что процесс снижения дифференциального давления подразделяется на два основных этапа.

Во-первых, это уменьшение потерь давления в затрубном пространстве при транспортировке промывочной жидкости к устью скважины.

Во-вторых, это связывается с процессом уменьшения гидростатического давления, оказываемого на забой скважины.

Именно в такой последовательности следует подходить к вопросу разгрузки пласта от гидродинамического давления.

Остановимся на первом этапе, то есть на процессе снижения потерь давления в циркуляционной системе.

Такие исследования в промышленных условиях проводились в объединении «Саратовнефтегаз» на опорно-технологических скважинах №№ 7, 12, 20 Западно-Ровенской площади в интервале 3233–4385 метров. Типовая конструкция скважины, применяемая на этой площади, следующая: направление – $D_n = 530$ мм, $l = 7$ м; кондуктор – $D_k = 324$ мм, $l = 1151$ м; промежуточная колонна – $D_n = 245$ мм, $l = 2970$ м; хвостовик – $D_x = 194$ мм, $l = 3490$ –3609 мм. Компоновка буровой колонны включает в себя долото 4В – 161 ТЗ-1, УБТØ = 140 мм; $l = 110$ м; СБТ Ø = 114 мм; $l = 748$ м; СБТ-Ø = 140 мм; $l = 435$ м; ЛБТ-Ø = 147 мм, $l = 1850$ м; СБТ-Ø 140 мм; $l = 1160$ м.

Целью проводимых исследований являлся выбор оптимальных условий промывки при роторном способе бурения. В таблице 7.5 представлены результаты бурения на Западно-Ровенской площади.

Режим бурения характеризовался осевой нагрузкой 100 кН и частотой вращения долота $1,67 \text{ с}^{-1}$, производительность буровых насосов изменялась в интервале $(10\text{--}20) \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. Как видно, при снижении расхода промывочной жидкости наблюдался стабильный рост механической скорости проходки. Например, при $Q = 20 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, $V_m = 2,4$ м/ч; при $Q = 14 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, $V_m = 4$ м/ч и при $Q = 10 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, $V_m = 5,3$ м/ч. Аналогичная тенденция имела место и при работе долотом ИСМ-160 на скважине №7 в интервале 3233–3261 м.

Анализируя полученные данные, следует указать, что по мере уменьшения расхода промывочной жидкости происходило увеличение механической скорости проходки. Однако, темп роста функциональной зависимости $V_m = f(Q)$ заметно снижался с уменьшением расхода жидкости. Это свидетельствует о том, что, во-первых, количества промывочной жидкости, равного $10 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ вполне достаточно для работы с долотом в габарите 160 мм, а во-вторых, поскольку прослеживается тенденция к падению темпа данной функциональной зависимости, то целесообразно считать, что расход жидкости снижать ниже этого значения невыгодно и он ограничен снизу. Чем вызвано это ограничение, будет рассмотрено ниже.

Объяснить повышение показателей бурения, имевших место на опорно-технологических скважинах, можно за счет снижения дифференциального давления на забое и, главным образом, за счет уменьшения потерь давления в затрубном пространстве. Несложно оценить, что при уменьшении производительности буровых насосов в два раза дифференциальное давление уменьшилось в четыре раза. Сопоставление результатов по скважине № 12 показывает, что это позволило увеличить механическую скорость проходки в 2,2 раза.

Таким образом, правильный выбор количества промывочной жидкости, необходимого для очистки забоя скважины, способствует повышению основ-

№ скв.	Типоразмер долота	Интервал глубин, м	Литология	Q, л/с	P _{гс} , МПа	ΔP, МПа	P _{пл} , МПа	ΣP _{кп} , МПа	ρ _ж , г/см ³	ρ _{жв} , г/см ³	V _ж , м/ч	P _{пол} , МПа
12	4В-161ТЗ	4256–4281	Евлановские слои, известняки, доломиты	20,0	50,9	5,83	49,1	7,63	1,19	1,326	2,40	56,7
20	4В-161ТЗ	4286–4365	То же	14–10	51,9	2,85–1,46	49,1	5,65–4,26	1,19	1,255–1,223	4,0–5,6	54,7–55,3
20	4В-161ТЗ	4064–4084	Задонско-елеецкие слои, известняки, доломиты	21,2	48,6	5,34	46,9	7,05	1,19	1,321	2,40	55,9
7	ИСМ-160	3233–3238	Бобрковский горизонт, песчанники, глины	19,9–15,9	49,3	4,92–3,66	46,9	7,32–6,06	1,19	1,308–1,278	3,2–4,2	54,2–52,3
7	ИСМ-160	3238–3261	То же	21,7	38,5	1,92	37,5	2,95	1,19	1,249	0,28	45,4
7	ИСМ-160	3238–3261	То же	15,4	38,8	0,97	37,5	2,27	1,19	1,219	0,88	39,8

ных технико-экономических показателей бурения. Однако, подчеркивая необходимость в правильном выборе количества промывочной жидкости, следует указать, что в вопросе разгрузки пласта от дифференциального давления это направление имеет ограниченные возможности. Более существенное снижение дифференциального давления на забой скважины может быть достигнуто за счет изменения гидростатической составляющей дифференциального давления. Два рассмотренных примера по оценке влияния дифференциального давления на $V_{ж}$ свидетельствуют, что управление технологическим процессом по разгрузке забоя наиболее целесообразно осуществить в двух направлениях.

Во-первых, следует идти по пути снижения потерь давления в кольцевом пространстве скважины за счет правильного выбора расхода промывочной жидкости и компоновки бурового инструмента.

Во-вторых, необходимо воздействовать искусственными приемами на величину дифференциального давления, которое определяется уравнением

$$\Delta P = \Delta \rho_{жв} \cdot g \cdot L + \alpha_{жп} \cdot Q^2. \quad (7.21)$$

Обратим внимание на весьма существенное обстоятельство. Практически все промысловые исследования по оценке глубокого влияния дифференциального давления на механическую скорость проходки связаны с изменением плотности промывочной жидкости.

В заключение анализа результатов, представленных в таблице 7.5, следует обратить внимание на критерий, который с нашей точки зрения наиболее объективно характеризует изменение механической скорости проходки. Этим критерием является эквивалентная плотность. В данном случае эквивалентная плотность определяется уравнением

$$\rho_{жв} = \rho_{ж} + \frac{\sum P_{кп}}{0,1 \cdot L}, \quad (7.22)$$

где $\rho_{жв}$ – эквивалентная плотность; $\rho_{ж}$ – плотность промывочной жидкости; $\sum P_{кп}$ – сумма потерь давления в кольцевом пространстве скважины; L – глубина скважины.

Подчеркнем, что предлагаемый критерий обладает определенной универсальностью, поскольку может применяться для оценки ожидаемых результатов бурения как при использовании азрированных жидкостей, так и при прочих средствах воздействия на величину дифференциального давления. Если считать, что между механической скоростью проходки и абсолютной величиной давления, оказываемого на забой скважины, имеется определенная зависимость, то несложно получить зависимость $V_{ж} = f(\Delta P)$. При этом отметим, что для определенных усло-

вий бурения (на разбуриваемом месторождении) этот критерий позволит обходиться и без знания функциональной зависимости.

Как видно из таблицы 7.5, с ростом эквивалентной плотности бурового раствора и соответственно дифференциального давления прослеживается снижение механической скорости проходки.

Выводы различных исследователей, сделанные при изучении влияния дифференциального давления на механическую скорость проходки, не были одинаковыми. Обобщенные данные по этому вопросу позволяют считать, что при изменении дифференциального давления в пределах от $-3,5$ МПа до $+3,5$ МПа происходит наиболее существенное изменение механической скорости проходки.

При положительных значениях величины дифференциального давления $+3,5$ МПа, когда гидродинамическое давление превышает пластовое (поровое), в большинстве категорий горных пород имеет место снижение механической скорости проходки почти в два раза. При отрицательном дифференциальном давлении $-3,5$ МПа отмечена противоположная тенденция – увеличение механической скорости проходки вдвое. Сравнение обобщенного материала приводит относительно базы, за которую выбрано значение механической скорости проходки при величине дифференциального давления равного нулю.

На рисунке 7.30 приведены обобщенные зависимости, характеризующие влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки в трех различных категориях горных пород.

Кривая *A* отражает наиболее сильное влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки. Данная функциональная зависимость построена по результатам бурения в чистых сланцах, обладающих нулевой проницаемостью.

Кривая *B* получена при разбуривании песчаника и глинистых сланцев.

Кривая *C* соответствует процессу бурения в твердых породах типа доломита и известняка. Кроме того, зависимость, характеризуемая кривой *C*, специфична для горных пород, имеющих высокую пористость и проницаемость.

Согласно имеющимся представлениям, физическая сущность процесса объясняется огромными трудностями по созданию перепада давления непосредственно между поверхностью забоя и в горном массиве, расположенном на небольшом расстоянии. Породы, обладающие проницаемостью по вертикали, практически не имеют разности в перепадах давлений на отрезке между поверхностью забоя и близко расположенной горной породой. В этом случае процесс фильтрации отсутствует. Согласно же исследованиям Ю. С. Лопатина в таких условиях происходит мгновенный «отстрел» частиц шлама.

Поэтому при разбуривании данной категории горных пород наблюдаются достаточно высокие механические скорости проходки. Как видно из рисунка 7.30, даже при положительных дифференциальных давлениях порядка

$+3,5$ МПа значение механической скорости проходки в этих породах остается постоянным и равным механической скорости проходки, соответствующей буровому процессу при значениях $\Delta P = 0$, и проходит выше кривых *A* и *B*.

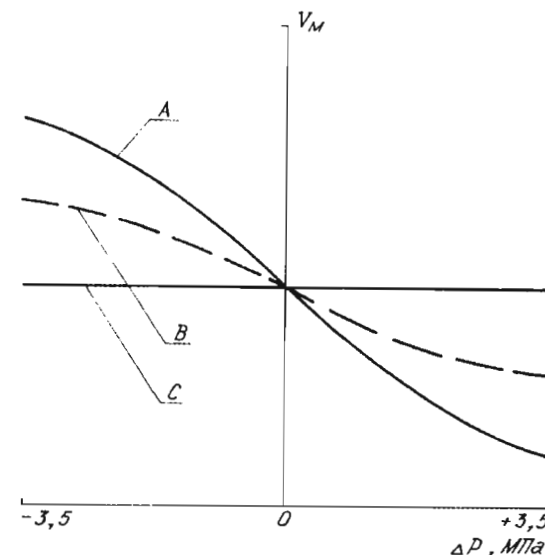


Рисунок 7.30 – Обобщенные зависимости, характеризующие влияние дифференциального давления на механическую скорость проходки при результатах бурения:
A – чистых сланцев с нулевой проницаемостью; *B* – песчаника и глинистых сланцев; *C* – твердых пород типа доломита и известняка, имеющих высокую пористость и проницаемость

Нами подробно рассмотрено только два приема экспериментальных проверок по влиянию дифференциального давления на механическую скорость проходки в промысловых условиях. В действительности же многие специалисты проводили и проводят подобные исследования. Их результаты убедительно подтверждают вывод о существенном влиянии дифференциального давления на механическую скорость проходки.

В приведенном утверждении следует обратить внимание на два момента. Первое, в качестве критерия оценки все без исключения исследователи используют механическую скорость проходки, считая, что это именно

тот объективный параметр, который оперативно дает ясное и наглядное представление о процессе разрушения горной породы. Второе, отсутствует четкая функциональная зависимость между механической скоростью проходки и дифференциальным давлением. Данный отрицательный момент не позволяет установить количественное соотношение между анализируемыми параметрами. Поэтому не случайными выглядят рекомендации, которые несут в себе только качественную информацию.

Конечно, наличие только качественной информации о взаимодействии двух параметров не может служить препятствием для теоретических исследований, проводимых в области технологического процесса разрушения горной породы. Но задача может быть решенной только в том случае, когда будут получены надежные количественные зависимости.

В рамках этой проблемы выбор рецептур буровых растворов должен быть основан на четких количественных представлениях о влиянии их технологических свойств на формирование угнетающего и дифференциального давлений при разбуливании горных пород с различной проницаемостью.

ГЛАВА 8

ВСКРЫТИЕ ЗОН АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

8.1 Общие сведения

Среди множества проблем, являющихся предметом прикладной механики в бурении, проблема аномальных пластовых давлений занимает особое место.

Тяжелые осложнения, обусловленные проявлениями пластовой энергии вплоть до открытых нефтегазовых фонтанов, заставляют относиться к вопросам разработки и реализации специальных технологий вскрытия зон как аномально низких, так и аномально высоких пластовых давлений с особым вниманием [5, 58–61, 153, 186 и др.].

В нашей стране имеется ряд районов, где бурение на нефть и газ осложнено наличием АВПД. Среди них месторождения Северного Кавказа, Прикарпатья, Куринской и Днепровско-Донецкой впадин, Ставропольского края, Туркмении, Таджикистана, Бакинского архипелага, северных районов Западной Сибири и Прикаспия.

Столь разнообразное представительство зон АВПД в географическом отношении влечет за собой многообразие пластово-барических условий и, как следствие технологических особенностей бурения глубоких скважин. Размещение зон АВПД по глубине колеблется от 2000 до 5000 м и более, а превышение пластовых и поровых давлений над гидростатическими изменяется от 1,3 до 2 раз. При этом некоторые месторождения характеризуются высокими пластовыми температурами, наличием сероводорода и рапы.

Для решения такого комплекса проблем требуется привлечение значительного научного потенциала. Исследования АВПД, проводимые рядом научно-исследовательских институтов, направлены в основном на совершенствование методов прогнозирования зон АВПД и средств борьбы с нефтегазоводопроявлениями. Менее глубоко рассмотрены гидродинамические причины возникновения таких осложнений, как поглощение – проявление. Уже первые исследования, проведенные в этом направлении применительно к условиям Крайнего Севера Тюменской области, показали, что практически отсутствует возможность предотвращения осложнений путем регулирования лишь плотности промывочной жидкости по заранее разработанной про-

грамме. Отсутствие четких представлений о причинах возникновения и динамике развития осложнений, значительное расхождение между имеющимися теоретическими разработками и фактическими данными, полученными при вскрытии зон АВПД, обуславливают актуальность данного вопроса.

В данном разделе приводятся результаты исследований, выполненных нами совместно с В.И. Симоновым по совершенствованию технологии бурения в зонах аномальных пластовых давлений на примере крупнейшего в стране Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Однако установленные закономерности во многих случаях характерны и для других районов, что определяет научную и практическую значимость изложенного материала.

Большое количество регионов, на которых имеются месторождения с аномальными пластовыми давлениями, позволяет предполагать столь же большое разнообразие причин возникновения аномальных отклонений. Поэтому в данной работе дается лишь краткий обзор взглядов на природу АВПД. Неоспорим лишь тот факт, что основная причина аномальных давлений поровых флюидов – взаимодействие комплекса причин, связанных с геологическими и механическими процессами. Зачастую бывает невозможно выяснить относительную роль каждого отдельного фактора для данных условий возникновения аномально высокого давления в конкретном геологическом районе.

Следует указать, что по представлению АНИ пластовые давления, имеющие коэффициент превышения над гидростатическим 1,0–1,2, относятся к нормальным; если этот коэффициент составляет 1,20–1,44, то давление считается повышенным; если же коэффициент аномальности превышает 1,44, то давление флюида в пласте считается аномально высоким.

Несколько иная градация принята в нашей стране. Если проанализировать достаточно противоречивые данные научных публикаций, то можно сделать вывод, что большинство авторов к повышенным пластовым давлениям относят те, которые превосходят гидростатические на 10–30%, а к аномально высоким, – имеющие коэффициент аномальности свыше 1,3.

Необходимость проводки скважин при наличии АВПД во все возрастающих объемах привело к тому, что существенно увеличилось затраты на собственное углубление ствола и в особенности на ликвидацию осложнений, связанных с влиянием АВПД на технологические процессы. В то же время уже первые шаги по разработке новой оптимальной технологии вскрытия интервалов с высокими и сверхвысокими давлениями показали, что достижение успеха в этом направлении невозможно без изучения вопросов происхождения и развития зон АВПД.

Происхождение АВПД в достаточной мере гипотетично. Выделяют две группы гипотез: экзогенная и эндогенная. Первая группа включает в себя явления уплотнения, катагенетических преобразований пород, осмоса,

теплового воздействия на залежь и т.д. Вторая группа объединяет явления тектогенеза, внедрения флюидов из подкоровых глубин.

Основной предпосылкой для гипотез первой группы является полная изолированность сверхнапорной залежи. Не допускается и мысли о вертикальной миграции флюидов. К представлениям о природе АВПД такого характера можно отнести следующие взгляды:

1) повышение пластового давления происходит в результате увеличения геостатического давления, т.е. быстрого прироста нагрузки на захороненные толщи в процессе осадконакопления. Уплотнение захороненных глинистых толщ сопровождается дополнительным выжиманием из них флюидов в залежи, затруднением оттока из этих залежей и их полным «запечатыванием», «герметизацией». Поэтому часть веса вышележащих толщ передается на флюидное скопление в залежи и повышает пластовое давление (Бабалян, 1953; Дискинсон, 1953);

2) АВПД возникает в результате подъема «запечатанных» залежей ближе к поверхности в процессе тектонической деформации нефтегазоносных толщ. Такое «фоссилизированное» пластовое давление оказывается аномально высоким в залежи, перемещенной ближе к поверхности (Уотс, 1948; Мелик-Пашаев, 1956);

3) тектонические деформации, которым подвергалась «герметизированная» залежь в прошлые геологические времена, повысили в ней пластовые давления. Это повышенное давление сохранилось до наших дней и является сейчас как бы «остаточным» (Тхостов, 1960);

4) спонтанные превращения флюидов внутри «запечатанной» залежи или фазовые переходы пород, «запечатывающих» залежь, порождают в ней АВПД. Например: переход тяжелых углеводородов в более легкие фракции сопровождается увеличением их объема и повышением пластового давления (Чаней, 1949);

5) новообразованные минералы, выпадающие путем кристаллизации в «запечатанной» залежи, уменьшают ее объем, заполненный флюидом, и тем самым повышают пластовое давление (Леворсен, 1956);

6) повышение температуры: «эффект автоклава» (Эллинг, 1938; Леворсен, 1956);

7) явление осмоса (Моуленес, 1964; Хаушо, Цен, 1965). Перечислены лишь некоторые взгляды подобного рода.

Эндогенная природа АВПД предполагает явление недавней и современной вертикальной миграции флюидов, формирующих или пополняющих высоконапорные скопления и протекающих из глубоких недр месторождений часто вплоть до земной поверхности. Этот механизм включает следующие основные положения:

1) АВПД возникают и существуют под влиянием интенсивных современных тектонических процессов, деформирующих относительно замкнутые залежи (Хуберт, Рабей, 1959);

2) АВПД возникает при поступлении в относительно замкнутую залежь новых порций высоконапорных флюидов из более глубоких горизонтов или из магматических очагов (Кип, Варол, 1934; Алиев 1953; Шерстнев, Салаев, 1954; Дурмишьян, 1962; Кудрявцев, 1959; Линецкий, 1961; Волков, 1968);

3) молодые и современные эндогенные процессы (движения блоков коры, землетрясения, грязевой вулканизм и пр.) возбуждают пульсационную вертикальную миграцию флюидов из глубинных недр месторождения в их закрытые, менее глубокие этажи (Аникиев, 1964);

4) АВПД возникают в результате подъема в осадочный чехол глубинных флюидов, выделяющихся в процессе дифференциации и дегазации вещества мантии Земли. Причем подвижная фаза способна сама создать себе пути для подъема в вышележащие горизонты (Кропоткин, Валяев, 1965).

Существует еще ряд мнений об эндогенном происхождении АВПД.

Представления о природе АВПД, исключающие вертикальную миграцию, основаны на узколокальном промысловом материале, характеризующем обычно лишь залежь, и не учитывают общих черт месторождений с АВПД и региональных геологических факторов, которые контролируют сверхновые пластовые давления в недрах крупных впадин. Возникновению АВПД в абсолютно изолированных ловушках противоречит и теория фильтрации флюидов через толщи-покрышки. Линецким, а позднее Гуревичем был проведен расчет времени снижения АВПД, равного геостатическому, до величины, близкой к гидростатической, через толщу-покрышку мощностью 200 м. Расчет показал, что этот процесс проходит в течение 50 000 лет. Иначе говоря, либо все залежи, где встречались АВПД, сформировались сравнительно недавно, либо они имеют связь с глубинными горизонтами. Результаты расчетов совпадают с исследованиями зарубежных ученых.

Эндогенные воззрения на происхождение АВПД не исключают, что в некоторых случаях АВПД может возникать или усиливаться в результате деформации относительно замкнутых участков жидкостных скоплений, уменьшения объема ловушки при выпадении солей, фазовых переходов, уплотнения глин и т.д.

На наш взгляд, эндогенная гипотеза возникновения АВПД более предпочтительна.

Месторождения с АВПД широко распространены во всем мире. В СССР впервые встретились с явлением АВПД в Азербайджане в 40-х годах.

В настоящее время известны месторождения в Туркмении, Предкавказье, Крыму, Карпатах, Восточной и Западной Сибири.

Наряду с аномально высокими встречаются и так называемые сверхдавления, равные горному и выше. В Пакистане на месторождении Кхаур на глубине 1800 м коэффициент аномальности составляет 2,3 и более. В США в районе Миссисипи на глубине 6096 м встречен пласт с давлением 193 МПа, т.е. коэффициент аномальности равен 3,1. При бурении самой глубокой скважины в США «Берта Роджерс» на глубине 9583 м вскрыт пласт арбакл с давлением 169 МПа. Произошел выброс расплавленной серы, скважина была ликвидирована. В России сверхдавления встречаются в Чечено-Ингушетии, где пластовое давление на 40% превышает горное.

На территории Тюменской области с явлением аномально высоких пластовых давлений впервые встретились в 1967 г. при бурении скв. 29 Тазовской площади. С глубины 3710 м был получен выброс и затем скважина была ликвидирована. За период 1967–1978 гг. в регионе пробурено около 50 скважин, более половины которых впоследствии ликвидировано по техническим причинам. В настоящее время положение изменилось в лучшую сторону. По территориальному признаку площади с АВПД в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции можно условно разделить на три района: Ямало-Гыданский, Пур-Тазовский и Красноленинский.

Зоны с аномальными давлениями вскрыты скважинами на различных глубинах, имеют различные коэффициенты аномальности и приурочены к отложениям различных возрастов (рисунок 8.1). В Ямало-Гыданском районе пласты с АВПД встречены в отложениях нижнего неокома (мела) на глубине 2000–2100 м. Отложения юрского возраста еще недостаточно изучены (Харасавейская, Ямальская, Тамбейская и другие площади), коэффициент аномальности около 2. Пур-Тазовский район характерен наличием АВПД в нижнем неокоме на глубине 3500 м и в отложениях юрского возраста (Уренгойская площадь), коэффициент аномальности 1,80–1,85. Красноленинский район имеет площади с коэффициентом аномальности от 1,25–1,3 в меловых до 1,6–1,7 в юрских отложениях на глубине 2300 м и более.

Схематически залежь с одной зоной АВПД представлена на рисунке 8.2.

На приведенной схеме ярко выражены тенденции, которые определяются как увеличением избыточного давления от подошвы к кровле нефтяных и газовых залежей большой высоты, так и интенсивным вторжением высоконапорных газов, нефти и вод из этих залежей в перекрывающие их мощные толщи-покрышки. Поэтому нижняя часть мощной глинистой толщи-покрышки над крупной залежью с АВПД всегда загазована, перенасыщена водой и нефтью. Она представляет собой ореол интенсивного вторжения высоконапорных газов, вод и нефти снизу из залежи. Вторгающие-

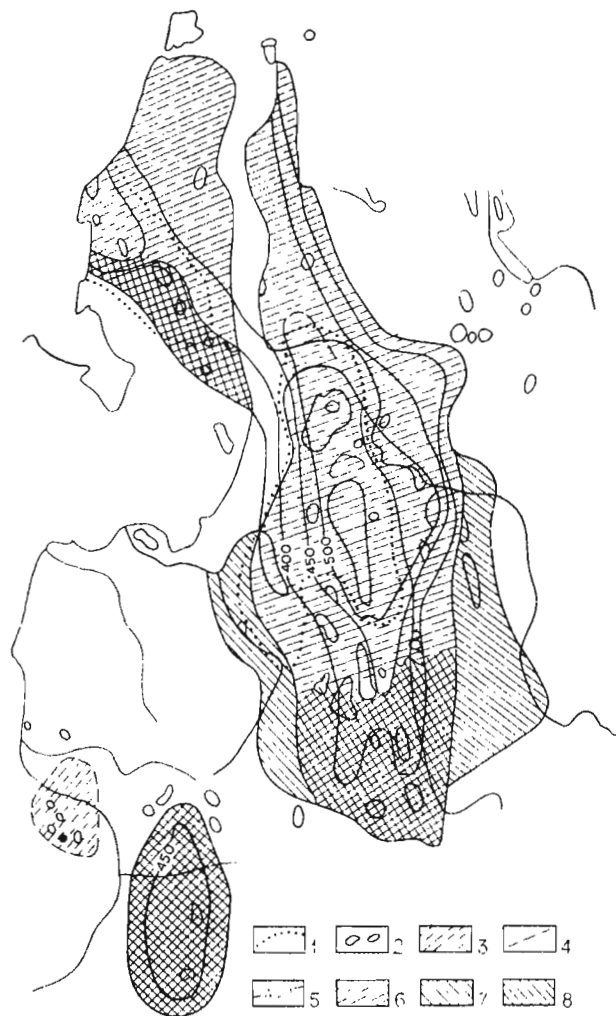


Рисунок 8.1 – Схема распространения зон АВПД:

1 – граница зон АВПД в неомском комплексе; 2 – контуры месторождений; 3 – зона повышенных давлений; 4 – границы районов с АВПД; 5 – изобары приведенных пластовых давлений; 6 – кровля АВПД в отложениях; 7 – неомских; 8 – берриас-валанжинских; 9 – верхнеюрских

ся флюиды порождают в ореоле вторжения высокие давления, как в порых глин, так и в разного рода мелких скоплениях-сателлитах крупной залежи: в послойных песчаных линзах, секущих трещинах и «карманах», особенно обильных в зонах проводящих разломов.

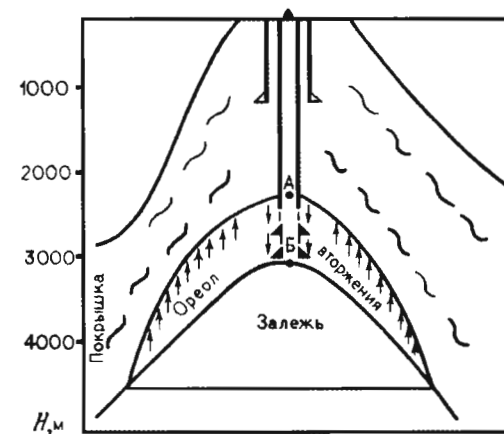


Рисунок 8.2 – Схематическое представление залежи с АВПД

Крутые взлеты градиентов давления флюидов в скоплениях-сателлитах и в порых глин наблюдаются как раз при разбуривании ореолов вторжения (от точки А до точки Б), а при последующем углублении в крупную залежь (глубже точки Б) градиенты АВПД стремительно падают, так как уменьшается аномальность избыточного давления в залежи углеводородов от ее кровли к подошве. Поэтому кривая пластовых давлений имеет излом в точке Б. Взлеты градиентов АВПД очень затрудняют управление пластовым давлением при глубине ствола скважины в ореоле вторжения, так как перепады гидродинамических и осмотических давлений между столбом бурового раствора и неперекрытыми пластами достигают здесь наибольших значений.

На основании опыта бурения глубоких скважин на нефть и газ в различных регионах можно выделить следующий ряд задач и направлений научных исследований, возникающих в связи с наличием в горном массиве зон АВПД [58–61, 79, 153, 161, 186 и др.]:

- изучение закономерностей распределения зон АВПД в региональном плане и по этапам нефтегазоносности;

- разработка эффективных методов перспективного и оперативного прогнозирования АВПД и количественной оценки пластовых давлений;
- разработка и совершенствование технологии вскрытия аномальных интервалов, включающей комплекс методов предотвращения нефтегазопоявлений и поглощений бурового раствора;
- создание надежной и высокоэффективной системы технологического контроля и управления пластовой энергией (составляющей компонентой горного давления) в процессе бурения.

Многие из перечисленных проблем в той или иной мере решены в технико-технологическом плане. Изложение методических основ осуществления технологии вскрытия зон АВПД, обеспечивающей минимизацию затрат на ликвидацию осложнений, – основная задача данного раздела монографии.

8.2 Прогнозирование и количественная оценка аномальных давлений

В связи с проблемами, возникающими при глубоком разведочном бурении на месторождениях с АВПД, решающее значение приобретают прогнозирование и количественное определение параметров аномальных пластов. В настоящее время получил развитие комплекс методов прогнозирования АВПД.

В зависимости от времени получения информации о пластовых давлениях все методы прогноза и оценки АВПД подразделяются на три группы (рисунок 8.3):

- методы прогноза пластовых давлений до начала бурения скважин (1 группа);
- методы оценки пластовых давлений в процессе бурения (2 группа);
- методы оценки пластовых давлений после завершения процесса бурения (3 группа).

Методы прогноза пластовых давлений, относящиеся к 1 группе, базируются на исследовании данных разведочной геофизики и проведении аналогий. В этой группе наиболее отработана методика прогноза пластовых давлений по результатам сейсморазведочных работ. В свою очередь эта методика характеризуется двумя подходами.

В основе первого подхода лежит теория изменения интервальной скорости распространения упругих волн с глубиной (методика эквивалентных глубин), согласно которой устанавливается равенство эффективного напряжения ($\sigma_{\text{эф}}$) на разных глубинах разреза, если пористость на этих глубинах одинакова.

Второй подход к прогнозу пластовых давлений по данным сейсморазведки основан на корреляционной связи между избыточным давлением и

приращением интервальной скорости распространения упругих волн, построенный применительно к изучаемому геологическому разрезу.

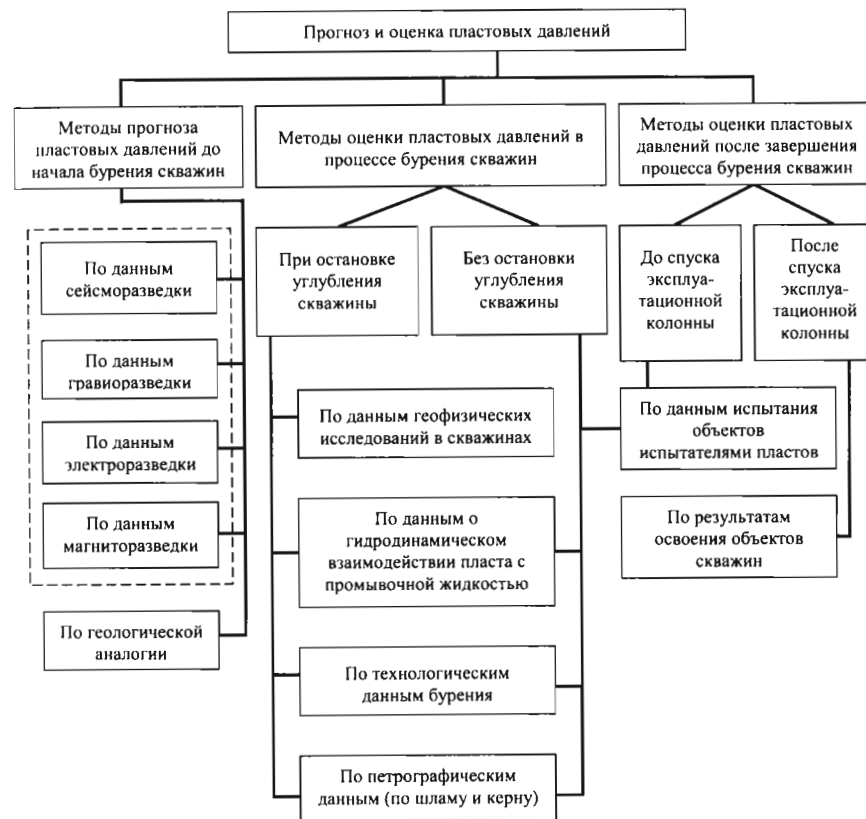


Рисунок 8.3 – Классификация методов прогноза и оценки АВПД

Дополнительной информацией для перспективного прогноза пластовых давлений могут служить данные гравиразведки и магниторазведки, которые вследствие слабой информативности не нашли на данном этапе широкого применения.

Вторая группа методов оценки пластовых давлений непосредственно в процессе бурения также имеет два подхода. Первый подход базируется на изу-

чении геофизических и петрофизических параметров, полученных при геофизических исследованиях в скважинах, на технологических данных искусственных гидроразрывов и результатах изучения кернового материала. Наиболее отработаны здесь методы оценки пластовых давлений по данным геофизических исследований в скважинах с использованием методики эквивалентных глубин.

Другой подход (прогноз без остановки бурения) базируется на использовании технологических данных бурения, интерпретации данных о гидродинамическом взаимодействии пласта с буровым раствором, на результатах изучения шламового материала. При этом наиболее отработаны методы оценки пластовых давлений по технологическим данным бурения. Однако промысловые работы, проведенные при бурении глубоких скважин в зонах АВПД на площадях Западной Сибири, показали, что надежность метода недостаточна и причиной этого, видимо, является некритический подход к использованию базовых закономерностей, предложенных американскими исследователями М. Бингхемом, а затем Дж. Джорденом, О. Ширли и некоторыми другими, работавшими над данной проблемой.

Не опровергая права вышеупомянутых исследователей на собственную интерпретацию закономерностей, имеющих место в процессе бурения, имеет смысл изложить следующий взгляд на данный вопрос (В.И. Симонов, А.М. Киреев, 1973).

Как известно, оперативное прогнозирование пластово-барических условий при вскрытии зон аномально высоких пластовых давлений преимущественно проводят по методу d -экспоненты.

Метод основан на уравнении М. Бингхема, связывающем механическую скорость, режимные параметры и физико-механические характеристики разбуриваемых пород

$$\frac{R}{n} = a \left(\frac{W}{D_d} \right)^b, \quad (8.1)$$

где R – механическая скорость бурения; n – частота вращения долота; W – нагрузка на долото; D_d – диаметр долота; a , b – безразмерные коэффициенты, учитывающие соответственно тип и состояние вооружения долота и физико-механические свойства пород.

На основе преобразования уравнения (8.1) Дж. Джорденом и О. Ширли предложено уравнение для прогнозирования пластово-барических условий по технологическим данным бурения (ТДБ) в виде

$$d = \frac{\lg(R/60n)}{\lg(12W/10^6 D_d)}, \quad (8.2)$$

где d – показатель экспоненты, отражающий условия бурения. Затем строят график d -экспоненты, скорректированный по формуле (8.3) и приведенный на рисунке 8.4.

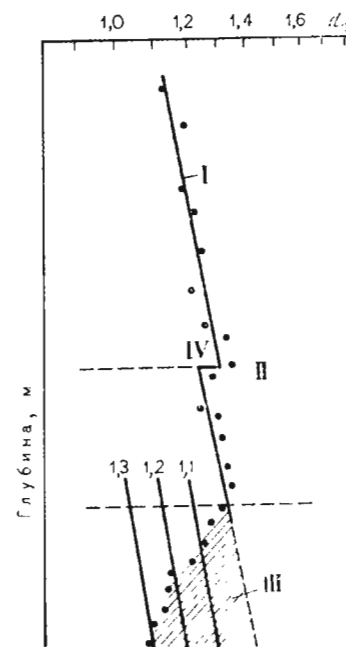


Рисунок 8.4 – График определения пластового давления по скорректированной d -экспоненте:

I – линия нормального изменения скорректированной d -экспоненты; *II* – зона нормального пластового давления; *III* – зона повышенных и аномально высоких пластовых давлений; *IV* – смена долота

Не вдаваясь в сущность метода, который широко освещен в печати, отметим, что точность и эффективность его характеризуются весьма противоречиво. Теоретические исследования и промысловая проверка показали, что низкая точность и неоднозначность прогноза АВПД объясняются несколькими причинами.

Первая причина – необоснованное завышение влияния плотности бурового раствора при вычислении значений скорректированной d_c -экспоненты по формуле

$$d_c = dN/\rho, \quad (8.3)$$

где N – градиент нормального давления, выраженный в эквивалентных единицах плотности, кг/м³; ρ – фактическая плотность бурового раствора, кг/м³; d, d_c – соответственно текущее и скорректированное значения экспоненты.

Если мы найдем значение d из уравнения (8.3) и подставим в (8.1) вместо b , что однозначно, то убедимся в том, что механическая скорость R зависит от плотности в показательной форме. Это явно завышает влияние плотности и не подтверждается промысловыми и экспериментальными данными.

Вторая причина – возможность субъективного подхода при построении линии нормального изменения параметра (ЛНИП), которая строится путем визуального проведения тренда через совокупность точек. После того, как ЛНИП была аппроксимирована путем определения ее уравнения регрессии, оказалось, что угол наклона линии существенно изменился.

Третья, основная, причина – нестрогое использование Дж. Джорденом и О. Ширли основного уравнения процесса бурения при разработке метода d -экспоненты.

Рассмотрим третью причину более подробно. Прежде всего, следует указать, что, публикуя в 1965 г. свое «генеральное уравнение» (8.1), М. Бингхем не учел более общего уравнения В. С. Федорова (1958), характеризующего буримость пород

$$v = an^X G^Y, \quad (8.4)$$

где v – механическая скорость бурения, м/ч; n – частота вращения долота, об/мин; G – нагрузка на долото, кН; a, X, Y – эмпирические коэффициенты, равные соответственно для конкретных условий 0,0024; 0,7 и 1,1.

При сравнении уравнений (8.1) и (8.4) видно, что выражение (8.1) – частный случай уравнения В. С. Федорова, когда коэффициент $X = 1$. Уместно заметить, что ни один исследователь не отстаивает прямо пропорциональную зависимость механической скорости от частоты вращения долота.

Таким образом, следует признать, что главная ошибка метода заключена в его базовом уравнении. Для более обоснованного подхода к прогнозированию пластово-барических условий по технологическим данным предлагается следующая методика.

Базовое уравнение, характеризующее буримость горных пород, представляется следующим образом:

$$v = \frac{a}{\rho^z} \left[n^x \left(\frac{G}{D} \right)^y \right]^b, \quad (8.5)$$

где G/D – удельная нагрузка на забой, кН/м; ρ – плотность бурового раствора, кг/м³; a – коэффициент, учитывающий тип долота и состояние его вооружения; x, y, z – показатели степени зависимости механической скорости от режимных параметров и плотности бурового раствора; b – коэффициент, зависящий от физико-механических свойств разбуриваемых пород.

Сопоставив уравнения (8.4) и (8.5), отметим, что они аналогичны, если принять $X = bx, Y = by$.

На основании базового уравнения (8.5) выражение для прогнозирования пластово-барических условий принимает вид

$$b = \frac{\lg(v\rho^z/g)}{\lg[n^x(G/D)^y]}. \quad (8.6)$$

Таким образом, осуществляется строго математический подход от основного уравнения процесса бурения к прогнозной экспоненте. Для качественного прогноза АВПД достаточно принять в уравнении (8.6) следующие значения коэффициентов: $x = y = 1$; $z = 0,5$; $a = 0,03$ для долот типа М, МС; $a = 0,02$ для долот типа С и $a = 0,01$ для долот типа Т, ТК.

В случае количественного прогнозирования пластовых давлений необходимо эмпирическим путем определить коэффициенты x, y для зависимости $v = f(n^x, G^y)$.

Выше был рассмотрен один из подходов к трактованию метода прогнозирования по технологическим данным бурения с использованием экспоненциальной зависимости между литологией и технологией. Сейчас все большее внимание уделяется другим подходам, использующим зависимости, отличные от экспоненциальной.

Один из таких подходов – метод сигма-каротаж. В этом методе для каждого метра проходки исследуемого разреза определяют текущее значение безразмерной величины σ_i , которое рассчитывается по формуле

$$\sigma_i = \frac{(0,102G)^{0,5} (60n)^{0,25}}{39,37 D_{\lambda} (3600v_m)^{0,25}}, \quad (8.7)$$

где G – осевая нагрузка на долото, кН; D_{λ} – диаметр долота, м; v_m – механическая скорость, м/с.

Затем определяют истинное значение параметра по формуле $\sigma_0 = s_0 + \sigma_i$, где s_0 – показатель, учитывающий перепад давления в системе «скважина–пласт». Следует лишь отметить, что в литературе приводятся данные, указывающие на эффективность этого метода при строгом автоматическом

контроле, исходных параметров с использованием оперативной обработки результатов на ЭВМ. Пример графика изменения истинного значения параметра σ_0 приведен на рисунке 8.5.

Нами предложен метод прогнозирования АВПД, включающий положительные стороны методов d-экспоненты и сигма-каротажа, основой которого является комплексный учет геологических и технологических параметров, в том числе и перепада давления на долоте.

В зависимости от конкретной конструкции скважины после крепления кондуктора или первой промежуточной колонны при дальнейшем бурении регистрируются следующие технологические параметры (которые можно фиксировать через 1, 3, 5 и 10 м проходки, а также средние за рейс долота): диаметр долота D , м; нагрузка на долото G , кН; частота вращения долота n , об/мин; плотность бурового раствора ρ , кг/м³; механическая скорость бурения v , м/ч; расход бурового раствора Q , л/с; суммарная площадь сечения насадок долота f , м².

При турбинном бурении рассчитывают номинальную частоту вращения вала турбины при рабочем режиме, исходя из величины Q (по ТУ).

Для повышения точности расчетов наиболее предпочтительна автоматизированная регистрация параметров и пометровый механический каротаж (МК).

Для каждого выбранного i -го интервала проходки рассчитывают значения B_i -параметра по формуле

$$B_i = \frac{v \exp 0,1 \Delta p}{\left(\frac{Gn}{D} \frac{p_d Q}{D^2} \right)^{0,5}} \cdot 10^3, \quad (8.8)$$

где Δp – дифференциальное давление на забое скважины, МПа; p_d – перепад давления, сбрасываемый в долоте, МПа.

$$\Delta p = p_c + \sum p_{\text{кп}} - p_{\text{пл}}, \quad (8.9)$$

где $p_c = 0,01 \rho H$ – давление столба бурового раствора в скважине, МПа; $p_{\text{кп}}$ – суммарные гидравлические потери в затрубном пространстве, МПа; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа.

До зоны АВПД $p_{\text{пл}}$ изменяется в пределах $(1-1,05) p_{\text{гс}}$, где $p_{\text{гс}}$ – гидростатическое давление на данной глубине. В переходных зонах величина $p_{\text{пл}}$ может достигать значений $(1,1 \div 1,25) p_{\text{гс}}$.

Величину $\sum p_{\text{кп}}$ вычисляют по формуле

$$\sum p_{\text{кп}} = Q^2 \rho (\alpha_{\text{кп тр}} l_{\text{тр}} + \alpha_{\text{кп у}} l_{\text{у}}), \quad (8.10)$$

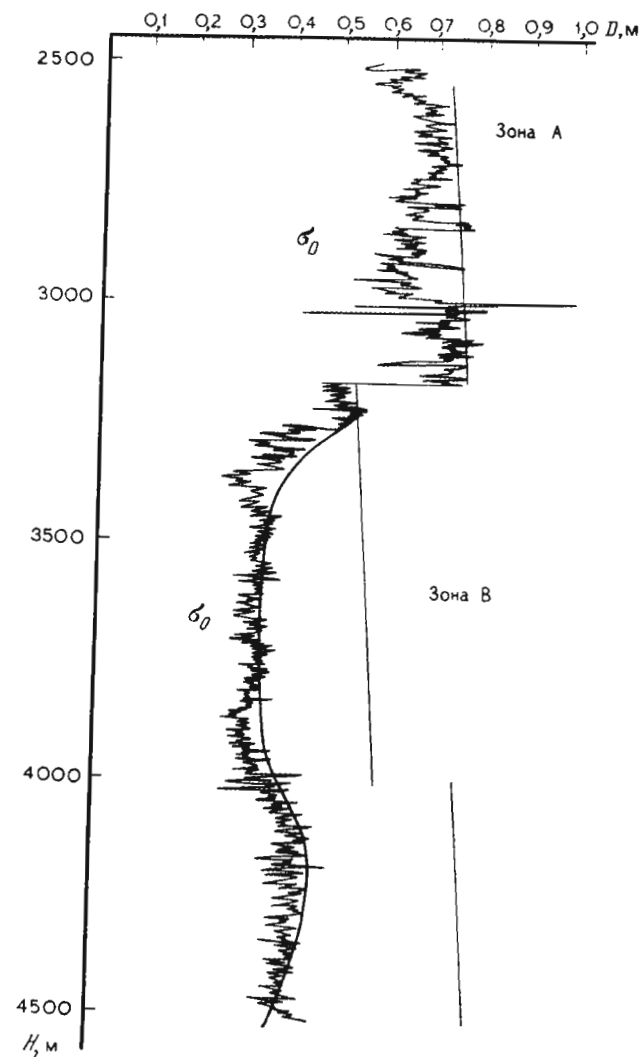


Рисунок 8.5 – График изменения истинных значений параметра σ_0 с глубиной

где $\alpha_{\text{кп.тр}}$, $\alpha_{\text{кп.у}}$ – коэффициенты гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве соответственно бурильных труб (таблица 8.1) и УБТ, м; $l_{\text{тр}}$, $l_{\text{у}}$ – длина бурильных труб и УБТ.

Таблица 8.1 – Значения $\alpha_{\text{кп}} \cdot 10^{-6}$

Диаметр долота, м	Диаметр бурильных труб, м			
	0,114	0,127	0,146	0,178
0,190	5,9	9,4	22,8	–
0,215	2,6	3,4	6,0	31,0
0,269	0,92	1,0	1,2	1,9
0,295	0,77	0,84	0,9	1,3

При бурении под промежуточную колонну величиной $\Sigma p_{\text{кп}}$ в расчетах можно пренебречь. В этом случае $\Delta p = p_{\text{с}} - p_{\text{пл}}$.

Перепад давления в долоте $p_{\text{д}}$ находят из выражения

$$p_{\text{д}} = 0,063 \frac{Q^2 \rho}{f_0^2}. \quad (8.11)$$

За 50–75 м до предполагаемой глубины кровли пласта с АВГД по расчетным данным определяют уравнение линии нормального изменения B_i -параметра (ЛНИП) для основных литотипов горных пород – аргиллитов и песчаников. Выделить соответствующие породы можно с достаточной точностью по графику изменения B_i -параметра с глубиной. Предпочтительнее для этой цели использовать материалы ГИС. В случае фиксирования значений B_i через 5 м и более к тому или иному литотипу пород относят интервалы, где породы определенного типа составляют не менее 75%. Распределение значений B_i по глубине с высокой степенью корреляции аппроксимируется гиперболической зависимостью

$$B_i^{A(\Pi)} = \frac{1}{aH + c}, \quad (8.12)$$

где $B_i^{A(\Pi)}$ – трендовое значение B_i -параметра соответственно для аргиллитов (А) или песчаников (П) на глубине H .

Коэффициенты a и c уравнения (8.12) определяют методом наименьших квадратов. В ЗапСибБурНИПИ разработаны программы и инструкции к ним по расчету коэффициентов, которые рекомендуется использовать при оперативных расчетах.

При дальнейшем углублении:

1) ведут пометровый расчет и строят график изменения B_i -параметра по глубине (при $\Delta p = 0$ условно);

2) определяют коэффициент аномальности пластового давления (k_a), коэффициент давления поглощения (k_n) и строят совмещенный график коэффициентов давлений, на котором дополнительно фиксируют фактические значения плотности бурового раствора.

Коэффициент аномальности рассчитывают следующим образом:

а) определяют Δp (МПа)

$$\Delta p = 10 \ln(B_i^{A(\Pi)} / B_i^0), \quad (8.13)$$

где $B_i^{A(\Pi)}$ – трендовое значение B_i -параметра на глубине H ;

б) рассчитывают пластовое давление $p_{\text{пл}}$ (МПа)

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{с}} + \Sigma p_{\text{кп}} - \Delta p; \quad (8.14)$$

в) находят коэффициент аномальности

$$k_a = p_{\text{пл}} / 0,01H. \quad (8.15)$$

Коэффициент давления поглощения рассчитывают по формуле

$$k_n = p_{\text{н}} / 0,01H, \quad (8.16)$$

где $p_{\text{н}}$ – давление поглощения бурового раствора, МПа.

При значениях $k_a = 1,7 \div 1,75$ давление поглощения рекомендуется определять по эмпирической зависимости, полученной для условий Западной Сибири (В. И. Симонов, 1981)

$$p_{\text{н}} = 0,2 p_i + 0,5 p_{\text{пл}} + 0,005H, \quad (8.17)$$

где p_i – горное давление, МПа.

Если имеются данные замеров плотности пород по интервалам, то суммарное горное давление для глубины h_i определяют по формуле

$$p_i = 10^{-5} \Sigma \rho_{\text{п}} h_i, \quad (8.18)$$

где $\rho_{\text{п}}$ – плотность пород по i -му интервалу, кг/м³; h_i – мощность i -го интервала, м.

При отсутствии данных по p_n с удовлетворительной точностью оценить p_r можно с помощью выражения А. А. Туезовой

$$p_r = 0,098 [279H - 189(1 - e^{-0,45H})], \quad (8.19)$$

где H – глубина, м.

Значения p_r , рассчитанные по зависимости (8.19), приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2 – Изменение горного давления и его градиента по Западной Сибири

Глубина H , м	Горное да- вление, МПа	Градиент горного дав- ления, МПа	Глубина H , м	Горное дав- ление, МПа	Градиент горного дав- ления, МПа
100	1,919	0,0192	2600	58,320	0,0224
200	3,874	0,0194	2700	60,800	0,0225
300	5,863	0,0195	2800	63,290	0,0226
400	7,880	0,0197	2900	65,790	0,0227
500	9,940	0,0198	3000	68,310	0,0228
600	12,025	0,0200	3100	70,830	0,0228
700	14,140	0,0202	3200	73,360	0,0229
800	16,210	0,0204	3300	75,900	0,0230
900	18,440	0,0205	3400	78,450	0,0231
1000	20,630	0,0206	3500	81,010	0,0231
1100	22,840	0,0208	3600	83,570	0,0232
1200	25,080	0,0209	3700	86,150	0,0233
1300	27,340	0,0210	3800	88,130	0,0234
1400	29,620	0,0212	3900	91,310	0,0234
1500	31,920	0,0213	4000	93,910	0,0235
1600	34,240	0,0214	4100	96,510	0,0235
1700	36,580	0,0215	4200	99,110	0,0236
1800	38,930	0,0216	4300	101,720	0,0237
1900	41,300	0,0217	4400	104,340	0,0237
2000	43,690	0,0218	4500	106,960	0,0238
2100	46,100	0,0220	4600	109,590	0,0238
2200	48,510	0,0221	4700	112,220	0,0239
2300	50,940	0,0222	4800	114,860	0,0239
2400	53,390	0,0222	4900	117,500	0,0240
2500	55,850	0,0223	5000	120,140	0,0240

Если $k_a > 1,7 \div 1,75$, то для определения p_n (МПа) рекомендуется пользо-
ваться зависимостью

$$p_n = 0,0083 H + 0,66 p_{пл}. \quad (8.20)$$

Сигналом к остановке бурения перед зоной АВПД служит прогресси-
рующее отклонение значений k_a и k_n , показывающее несовместимость ниж-
него интервала бурения по требуемой плотности бурового раствора и верх-
него (неперекрытого) интервала по коэффициенту поглощения.

Башмак промежуточной колонны устанавливают в интервале плотных
глин, который достаточно точно определяется по графику B_i^0 - параметра.

При дальнейшем бурении после спуска колонны вследствие изменения
параметров бурения корректируют расчетные уравнения ЛНИП. Коэффици-
ент корректировки $K_k^{A(n)}$ определяют из соотношения

$$K_k^{A(n)} = \frac{N_{пл} v_A}{N_A v_n}, \quad (8.21)$$

где $N_{n(A)} = \left[\frac{Gn}{D} \cdot \frac{p_i Q}{D^2} \right]^{0,5}$; N и v – соответственно, удельная забойная мощность

и механическая скорость при бурении под промежуточную колонну в условиях
нормального пластового давления (H) и при вскрытии зоны АВПД (A).

Для дифференцирования разреза по литологии и выделения коллекторов
определяют значение и строят график изменения по глубине B_i^0 - параметра.
Данный график позволяет своевременно учитывать в выражении (8.8) из-
менение литотипов пород путем подстановки трендовых значений B_i^A и B_i^{II} .
Дополнительный контроль за изменением литологии рекомендуется осу-
ществлять посредством анализа шлама.

Коэффициенты k_a и k_n определяют по формулам (8.15) и (8.16), но при
расчете Δp учитывают K_k

$$\Delta p = 10 \ln k_k^{A(n)} (B_i^{A(n)} / B_i^0). \quad (8.22)$$

Параметры режима бурения в зоне АВПД следует поддерживать пос-
тоянными и фиксировать не более чем через 5 м проходки. Механический
каротаж осуществляют по данным газокаротажной станции.

Плотность бурового раствора регулируют исходя из расчетных значений k_a .

При отсутствии вычислительной техники работу по предлагаемой ме-
тодике рекомендуется осуществлять с помощью номограммы, представ-
ленной на рисунке 8.6; порядок расчетов и графических построений при
этом остается тот же. Примеры пользования номограммой приведены ниже.

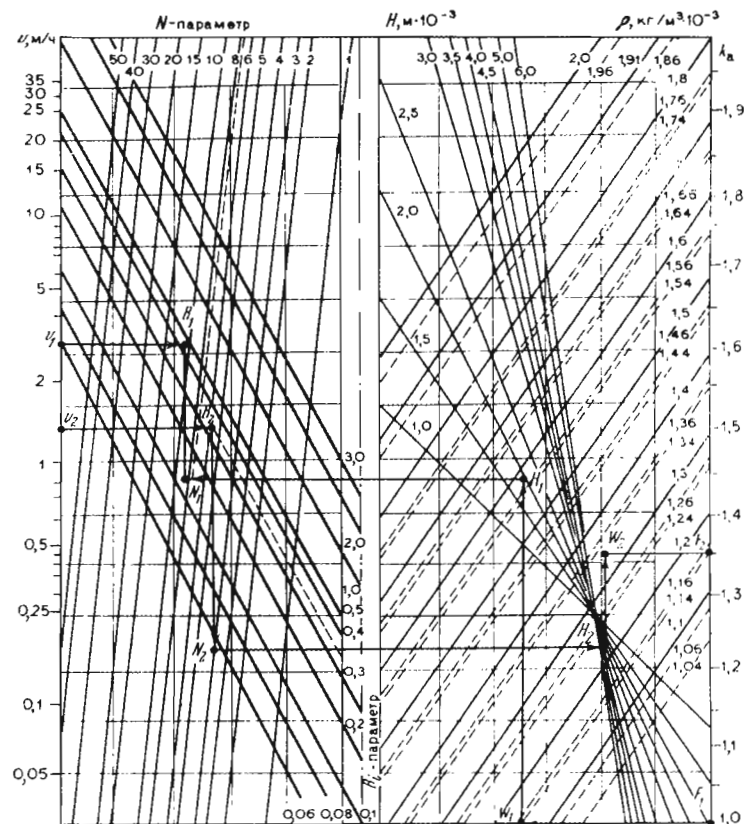


Рисунок 8.6 – Номограмма для определения коэффициентов аномальности пластового давления

Пластовое (поровое) давление прогнозируют следующим образом. При бурении одной или двух скважин на новой разведочной площади определяют уравнение ЛНИП для интервала с нормальным пластовым давлением и строят график изменения B_1^0 -параметра и коэффициента аномальности в зоне АВПД.

По графику B_1^0 -параметра и данным геофизических исследований дифференцируют разрез по литологии и отмечают стратиграфические горизонты и пласты с АВПД.

При проектировании последующих скважин совмещают график B_1^0 -параметра с предполагаемой глубиной отмеченных литолого-стратиграфических комплексов, и величину k_a корректируют в зависимости от расположе-

ния проектной скважины на структуре разведочной площади с учетом гидродинамической характеристики разреза.

В процессе бурения при оперативном прогнозировании коэффициенты ЛНИП уточняются.

В качестве примера определения пластового давления по предполагаемой методике были проведены расчеты по скв. Р-9 Геологической площади Западно-Сибирского региона. Выбор этой скважины обусловлен тем, что здесь уже на этапе бурения под промежуточную колонну была установлена газокаротажная станция – это позволило более точно проследить изменение скорости бурения по разрезу. Кроме того, бурение в зоне нормальных давлений велось турбинным способом, что дало возможность более четко представить новый принцип корректировки ЛНИП при переходе в зону АВПД.

На первом этапе рассчитывали B_1 по формуле (8.8) в интервале 2400–3300 м с осреднением скорости бурения через каждые 5 м.

На втором этапе, используя материалы ГИС, весь разрез расчленили на пакки основных литотипов пород – песчаников и аргиллитов. Затем по методу наименьших квадратов определили коэффициенты a и c уравнения (8.12) отдельно для песчаников и аргиллитов (рисунок 8.7). Далее в интервале 3300–3365 м вместо B_1 рассчитывали B_1^0 (при $\Delta p = 0$ условно). По графику B_1^0 можно легко разделить породы по литотипу. Параллельно рассчитывали k_a и $k_{\text{пл}}$ для каждого значения B_1^0 по формулам (8.13), (8.17) и (8.19).

На третьем этапе корректировали расчетные уравнения ЛНИП. Коэффициент корректировки определяли из соотношения (8.21). Были получены следующие коэффициенты корректировки: $K_k^A = 3,0$ и $K_k^{II} = 4,0$.

На четвертом этапе при расчетах в интервале АВПД определяли значения и построили графики $B^0(H)$, $k_a(H)$, $k_{\text{пл}}(H)$, $\rho(H)$, где ρ – фактическая плотность бурового раствора. График $B^0(H)$ позволяет своевременно учитывать в выражении (8.21) изменение литотипов пород путем подстановки трендовых значений B_1^A и B_1^{II} и соответственно K_k^A и K_k^{II} .

Зависимости $k_a(H)$, $k_{\text{пл}}(H)$, $\rho(H)$ строятся в виде совмещенного графика и позволяют оперативно контролировать соответствие плотности бурового раствора условиям бурения.

Анализ данных рисунка 8.7 позволяет сделать следующее заключение.

На графике $B^0(H)$ четко выражены три интервала песчаников, отнесенных к ачимовской A_1 , тюменской T_1 и T_2 свитам. В остальной части разреза сильно заглинизирован.

Из графика $k_a(H)$ значения коэффициента аномальности для ачимовской, васюганской и тюменской свит соответственно составляют 1,28; 1,52; 1,62–1,63.

Из совмещенного графика видно, что применяемая конструкция скважины не является оптимальной. Соотношение k_a и $k_{\text{пл}}$ позволяет спускагь

промежуточную колонну в кровлю тюменской свиты, чтобы при дальнейшем углублении слабые вышележащие пласты были изолированы. Такой же вывод сделан при анализе скв. Р-10, Р-14, Р-3 Геологической площади.

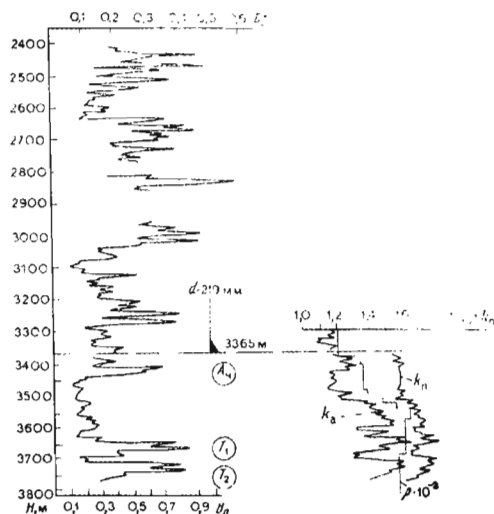


Рисунок 8.7 – Пример построения рабочего графика при определении пластового давления:

Коэффициент ЛНИП	a	c
Песчаник	$0,49 \cdot 10^{-3}$	1,5
Аргиллит	$1,8 \cdot 10^{-3}$	2,13

Примеры пользования номограммой (рисунок 8.6).

Пример 1. При бурении долотом диаметром 0,295 м со скоростью 3 м/ч на глубине 2000 м параметры режима бурения следующие: $G = 200$ кН, $n = 85$ об/мин; $Q = 32$ л/с; $f = 5,3 \cdot 10^{-4}$ м²; $\rho_p = 1,14 \cdot 10^3$ кг/м³. Пластовое давление в этом интервале равно гидростатическому ($k_a = 1$). Необходимо определить значение B -параметра.

На номограмме из точки F_1 на шкале коэффициента аномальности, соответствующей $k_a = 1$, проводим горизонтальную линию до пересечения с линией плотности бурового раствора $\rho_p = 1,14 \cdot 10^3$ кг/м³ (точка W_1) и далее вертикальную до пересечения с линией глубины 2000 м (точка H_1). Из точки H_1 проводим горизонтальную линию до пересечения с линией N -параметра (N вычисляется дополнительно). Соответствующую точку на номограмме определяем методом

интерполяции. Из точки N_1 проводим вертикальную линию до пересечения с горизонтальной линией, проведенной из точки v_1 на шкале механической скорости, соответствующей 3 м/ч. Точка пересечения B_1 даст искомое значение $B_0 = 0,5$.

Пример 2. При бурении в зоне АВПД на глубине 3500 м $N = 4$; $v = 1,5$; $\rho_p = 1,34 \cdot 10^3$ кг/м³. По графику B^0 -параметра установлено, что бурение идет в глинистых породах и трендовое значение B_T^A с учетом корректировки равно 0,35. Необходимо определить значение k_a . На номограмме из точки v_2 , соответствующей скорости 1,5 м/ч, проводим горизонтальную линию до пересечения с линией значений B -параметра, равного 0,35 (точка B_2), и далее вертикальную до пересечения с линией $N = 4$ (точка N_2). Из точки N_2 – горизонтальную линию до прямой $H = 3500$ (точка W_2) и затем вертикальную до значения $\rho = 1,34 \cdot 10^3$ кг/м³ (точка W_2). Из точки W_2 проводим горизонтальную линию до шкалы k_a получаем искомый коэффициент аномальности. В данном случае он равен 1,35.

Согласно рассмотренной выше схеме (рисунок 8.3), существует третья группа методик оценки аномальных давлений, которые базируются на данных, получаемых после окончания углубления скважины. Это методы, включающие испытание продуктивных объектов пластоиспытателями на трубах до спуска эксплуатационной колонны, а также опробование вскрытых бурением горизонтов после спуска эксплуатационной колонны и ее перфорации. Эти методы имеют важное значение для разработки стратегии разбуривания месторождений.

Испытание и опробование продуктивных объектов позволяют уточнять физико-механические параметры горного массива, определять режим работы пластов и характер притока вод из глинистых пород. С их помощью можно выявить зависимость между начальной продуктивностью пласта и минерализацией пластовых вод. На месторождениях, находящихся в стадии эксплуатации, методы испытания и опробования продуктивных интервалов позволяют определять динамику падения пластового давления в процессе разработки и рассчитывать давления, при которых дальнейшая эксплуатация залежи будет нерентабельной.

Методы оценки пластовых параметров, относящиеся к третьей группе, достаточно широко освещены в специальной литературе, поэтому более подробно в данной работе не рассматриваются.

8.3 Выбор конструкций скважин. Особенности монтажа оборудования

Перспективное прогнозирование является базой для решения практических вопросов бурения, таких как выбор конструкций и схем монтажа оборудования.

Основные элементы системы разобщения технологически несовместимых интервалов – количество и диаметр обсадных колонн, глубины их спуска, диаметр долот, необходимых для бурения под каждую колонну, а также высота подъема тампонажного раствора. Проектирование конструкции скважины в связи с этим охватывает широкий круг технических и технологических проблем и зависит от многочисленных факторов как геологического, так и технико-экономического характера. К ним, например, относятся: а) геологические особенности разреза, физико-механические свойства горных пород, наличие флюидосодержащих горизонтов и изменение термобарических условий на глубине; б) назначение и цель бурения скважины; в) предполагаемый метод заканчивания скважины и т.п.

Многие из этих параметров и факторов не могут быть запроектированы в своем оптимальном значении, поскольку технологически несовместимы. К таким, например, можно отнести плотность промывочной жидкости и пластовое давление.

В связи с этим проектирование конструкций скважины – это процесс отыскивания оптимального сочетания технико-технологических параметров, соответствующих конкретным природным и геологическим условиям. Особенно сложно подобрать этот оптимальный вариант применительно к условиям разреза с АВПД при наличии в нем пластов с относительно низкими градиентами начальных пластовых давлений.

При проектировании конструкций скважин на Харасавейском месторождении Западной Сибири до настоящего времени в недостаточной мере применяли принцип выделения и изоляции несовместимых по сочетанию горно-геологических условий и параметров бурового раствора интервалов.

В геологическом разрезе Харасавейского месторождения выделяется ряд интервалов, вызывающих различные осложнения в процессе проводки скважин. В верхней части разреза залегают многолетнемерзлые породы, которые в процессе бурения растепляются и склонны к осыпям и обвалам. Ниже расположен мощный сеноманский газовый горизонт, за которым следуют продуктивные альб-сеноманские отложения, далее вскрываются две зоны АВПД.

В зависимости от глубины проектируемой скважины на Харасавейском месторождении применяются конструкции нескольких типов, основные из которых приведены на рисунке 8.8.

Рассмотрим I вариант конструкции скважины глубиной 2500 м. Многолетнемерзлые породы по этой конструкции перекрываются кондуктором диаметром 0,426 м, который спускают на глубину 500 м. Сеноманские и верхние продуктивные горизонты альб-апского яруса перекрывают первой промежуточной колонной диаметром 0,299 м, спускаемой на глубину 1400 м. Дальнейшее углубление ведут до кровли первой зоны АВПД, куда устанавливают башмак второй промежуточной колонны диаметром 0,219 м. После этого обе зоны вскрывают без разобщения и спускают эксплуатационную колонну диаметром 0,146 м.

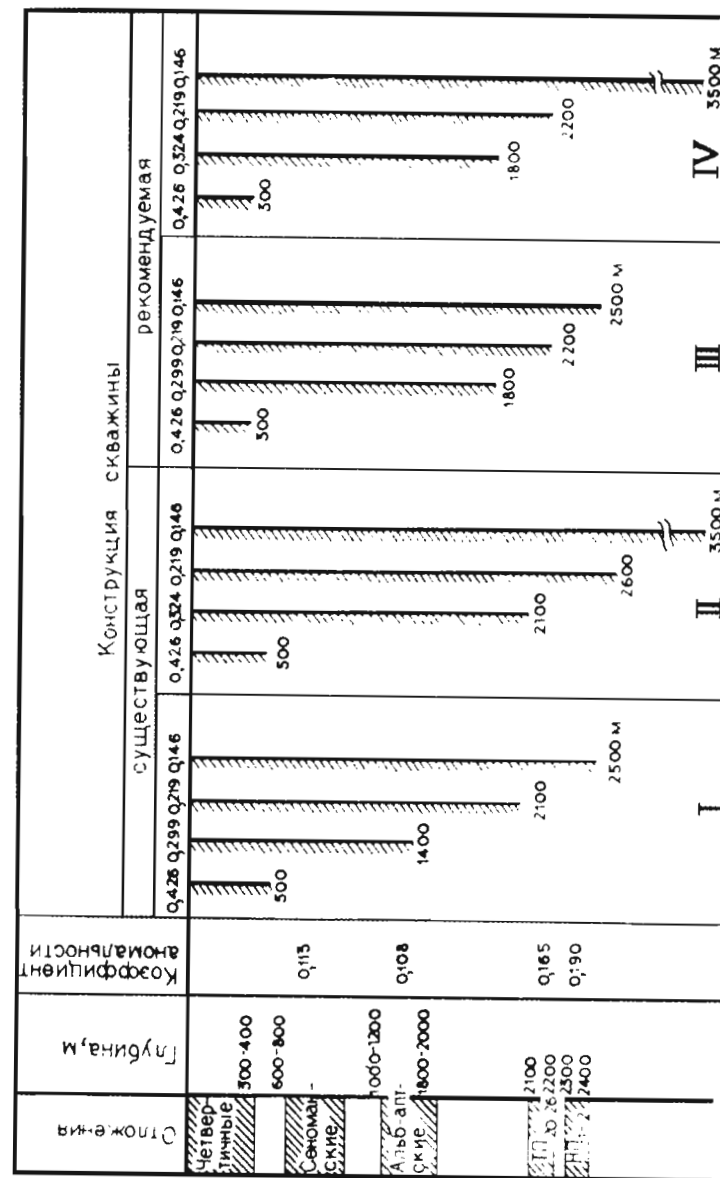


Рисунок 8.8 – Конструкции скважин

Конструкции II варианта применяют при проводке скважины глубиной до 3500 м. Многолетнемерзлые породы здесь перекрывают аналогично первому варианту, а первую промежуточную колонну диаметром 0,324 м спускают сразу в кровлю первой зоны АВПД. Вторую промежуточную колонну спускают с учетом перекрытия сразу двух зон АВПД, после чего углубление ведут до проекта и спускают эксплуатационную колонну диаметром 0,146 м.

Приведенные конструкции скважин, которые преимущественно применяются на данном этапе в Карской нефтегазоразведочной экспедиции, имеют ряд существенных недостатков. В I варианте конструкции первую промежуточную колонну спускают на глубину, недостаточную для перекрытия всех продуктивных пластов и интервалов с низким градиентом гидроразрыва. В этом случае возможно возникновение осложнений при вскрытии первой зоны АВПД, где значительно повышается градиент начального пластового давления. Повышение давления в скважине часто приводит к гидроразрыву неперекрытого интервала между башмаком промежуточной колонны и кровлей первой зоны АВПД. Аномальные пласты групп тюменской свиты (рисунок 8.8) вскрывают без их разобщения, хотя по градиентам пластового давления эти интервалы технологически несовместимы. В результате наблюдаются комплексные осложнения типа газопроявлений с одновременным поглощением промывочной жидкости.

Основной недостаток II варианта конструкции, как и I, – отсутствие разобщения первой и второй зон АВПД. Возникающие при этом осложнения аналогичны приведенным ранее при анализе I варианта конструкции.

Изложенные недостатки типовых конструкций были устранены и разработаны усовершенствованные варианты конструкций для Харасавейского месторождения (рисунок 8.8).

В III варианте конструкции для скважины глубиной 2500 м применяют колонны тех же диаметров, что и в I варианте. Различие состоит в том, что по рекомендуемой конструкции первую промежуточную колонну диаметром 0,299 м спускают на глубину 1800 м, перекрывая сеноманские и альб-апатские продуктивные пласты вместе с имеющимися в интервале 1300–1800 м зонами возможных поглощений.

После спуска первой промежуточной колонны вскрывают первую зону АВПД до кровли аномальных отложений второй зоны. Максимальное пластовое давление в этом интервале достигает 34,3 МПа. Поэтому верхняя секция первой промежуточной колонны должна быть составлена из труб марки К с толщиной стенки 0,011 м, которые выдерживают внутреннее давление 36,3 МПа. Вскрытый интервал с нормальным пластовым давлением перекрывают второй промежуточной колонной диаметром 0,219 м, которую рассчитывают на максимальное пластовое давление 40 МПа, встречающееся в процессе вскрытия второй зоны АВПД. Верхняя секция колонны должна состоять из труб марки К с толщиной стенки 0,01 м, выдерживающих внутрен-

нее давление 44,64 МПа. Дальнейшее углубление ведут до проектной глубины, после чего спускают эксплуатационную колонну диаметром 0,146 м.

Конструкция скважины глубиной 3500 м (IV вариант, рисунок 8.8) по принципу проектирования аналогична III варианту. Отличие заключается в том, что в процессе вскрытия интервала 2200–3500 м в случае необходимости предусмотрен спуск хвостовика из безмуфтовых труб диаметром 0,168 м, затем бурят долотом диаметром 0,140 м до проектной отметки и спускают комбинированную колонну 0,146–0,114 м. Имеется опыт бурения с использованием такой конструкции на скв. 38 Харасавейской площади.

Обоснованность рекомендуемых конструкций скважин иллюстрируются на рисунке 8.9. Соответствие глубин спуска обсадных колонн конкретным геологическим условиям, согласно рисунку 8.9, проверяют следующим образом.

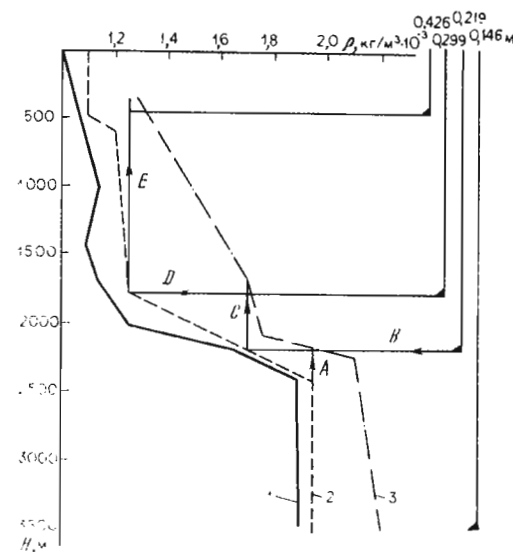


Рисунок 8.9 – Графический метод проверки конструкции скважины:
1 – линия пластового давления; 2 – линия давления бурового раствора; 3 – линия давления гидроразрыва

1. Проводят вертикальную линию А от проектируемого значения плотности промывочной жидкости ($\rho = 1,95 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$) до пересечения с линией давления гидроразрыва пород, построенной

в эквивалентных значениях плотности раствора. В случае пересечения линии *A* и линии давления гидроразрыва в зоне необсаженного ствола необходимо либо пересмотреть выбор плотности раствора (снизить), либо глубже устанавливать башмак обсадной колонны.

2. Проводят горизонтальную линию *B* на выбранной глубине установки башмака второй промежуточной колонны до пересечения с линией требуемой плотности раствора, а из точки пересечения проводят вертикальную линию *C* до пересечения с линией давления гидроразрыва пород. Башмак первой промежуточной колонны должен быть установлен ниже последнего пересечения (в нашем случае ниже 1700 м).

3. Ту же процедуру, но с использованием горизонтальной линии *D* и вертикальной линии *E*, применяют при выборе глубины установки башмака кондуктора.

Таким образом, применяя описанный метод выбора и проверки системы разобщения технологически несовместимых интервалов, можно добиться оптимального соотношения между проектной конструкцией скважины, гидродинамическим давлением в скважине при бурении и давлением гидроразрыва горных пород. Предложенные схемы крепления скважин на Харасавейском месторождении достаточно просты и в то же время отличаются большей надежностью, что позволяет осуществлять комплекс технологических мероприятий, направленных на успешное преодоление возможных осложнений при бурении и доводить скважины до проектных глубин.

8.3.1 Система циркуляции бурового раствора

Анализ результатов проводки скважин в условиях АВПД на разведочных площадях Западной Сибири выявил несоответствие применяемых циркуляционных систем требованиям их надежного функционирования в сложных технологических ситуациях.

Например, в Карской нефтегазоразведочной экспедиции Главтюменьгеологии ранее применяли довольно технологичную схему циркуляционной системы, которая при отсутствии АВПД удовлетворяла всем требованиям бурения. Однако при проведении работ по ликвидации газопроявлений, возникающих при вскрытии зон АВПД, были выявлены многочисленные недостатки.

Прежде всего, на скважинах, где планируется применение технологии бурения на равновесии, необходимо осуществить ряд подготовительных мероприятий для обеспечения безопасности буровых работ. Устье скважины оснащают противовыбросовым оборудованием по типовым схемам, включающим плашечные и универсальные превенторы. Для регулирования давле-

ния устанавливают штуцерную систему, через которую можно работать как на отводы, так и на емкость первичной дегазации. До вскрытия зоны АВПД должно быть испытано регулирующее оборудование с целью определения его работоспособности и ознакомления бурового персонала с его работой.

Циркуляцию бурового раствора при бурении в зонах АВПД проводят по двухконтурной системе, позволяющей выполнять одновременно работу через скважину и блок приготовления и утяжеления раствора (БПУР). Подобное совмещение диктуется необходимостью осуществления одновременно промывки скважины (например, в случае роста давления на устье при закрытом превенторе выше допустимого предела) и утяжеления раствора до требуемой плотности или приготовления дополнительного его объема при значительных потерях.

При отсутствии необходимости одновременной работы контуров предусматривается система резервирования, рекомендуемая для технологических схем, работающих в осложненных условиях. Работа обоих контуров одновременно осуществляется путем разобщения напорных линий насосов соответствующими задвижками. Рабочие емкости обвязаны единым коллектором для использования в работе любой из них каждого насоса.

Для обеспечения бесперебойной дегазации промывочной жидкости в схеме должен быть предусмотрен резервный дегазатор. Необходимость этой меры диктуется практикой бурения скважин в режиме, близком к равновесному, когда наблюдается постоянное падение плотности промывочной жидкости и дегазатор непрерывно находится в работе. В случае отказа одного в работу включают резервный.

Двухконтурная циркуляционная система имеет во втором контуре механизм типа ГСТ (гидросмеситель) или УПР-Р2 (установка для приготовления раствора). Следует отметить, что предпочтительнее в блоке приготовления и утяжеления раствора применять агрегат типа ГСТ. Это связано с тем, что ГСТ имеет ряд существенных преимуществ перед установкой УПР-Р2. При подаче 40 м³/ч его масса вместе с наклонным трапом составляет 8,4 т, в то время как масса УПР-Р2 без наклонного трапа 13,3 т. В рабочей емкости ГСТ смонтированы шесть гидромониторов, в то время как УПР-Р2 оснащена двумя гидромониторами. В связи с этим при использовании ГСТ допускается применение комовых материалов, в то время как затаривать комовые материалы в УПР-Р2 не рекомендуется. Поэтому несмотря на несколько большую подачу УПР-Р2 рекомендуется использовать ГСТ, который проще в монтаже и эксплуатации, легче и надежнее при использовании комовых материалов.

8.3.2 Система плавного регулирования технологических параметров при бурении

При вскрытии зон АВПД и других технологических операциях (восстановление циркуляции, опрессовка ствола скважины или обсадной колонны и т.п.) необходимо плавное регулирование расхода бурового раствора с целью снижения его интенсивности до 6–8 л/с и менее. Установленные на скважины буровые насосы при минимальном размере цилиндрических втулок позволяют достичь наименьшей подачи в пределах 20–17 л/с в зависимости от коэффициента наполнения насоса. Дальнейшее снижение расхода достигается уменьшением числа клапанов насоса, что имеет ряд существенных недостатков. Прежде всего, это приводит к возникновению резких гидродинамических нагрузок в нагнетательной системе и стволе скважины вследствие неравномерности подачи бурового раствора и скачков давления до 20–30% и более. Подобная ситуация отрицательно влияет на состояние ствола скважины, не позволяет эффективно прогнозировать пластово-барических условий в зонах АВПД. Многократные циклические нагрузки на стенки скважины приводят к возникновению трещин в горном массиве, гидравлическому разрыву и поглощению бурового раствора. Кроме технологических отклонений, резкое колебание давления в нагнетательной системе влечет за собой нарушение нормальной работы бурового оборудования, возникновение отказов, поломок и обрывов бурового шланга и т.п.

В целях исключения перечисленных недостатков рекомендуется следующий способ снижения интенсивности подачи бурового раствора в скважину, не требующий уменьшения числа клапанов бурового насоса. Снижение интенсивности подачи раствора в этом случае достигается разделением потока нагнетаемой жидкости и сбросом излишней части ее обратно в емкость через регулируемый штуцер (например, ШР-350 × 80).

Схема разделения потока бурового раствора показана на рисунке 8.10. Согласно схеме, поток разделяется следующим образом. Насос запускают обычным путем, при этом задвижка 1 на скважину закрыта, концевая задвижка 2, штуцерная задвижка 3 и регулируемый штуцер 4, работающие на сброс, – открыты. Затем открывают задвижку 1, а концевую задвижку 2 закрывают. Раствор продолжает сбрасываться в емкость через регулируемый штуцер 4 вследствие противодавления столба жидкости в скважине. После этого плавно регулируемый штуцер частично закрывают с целью создания гидравлического напора для преодоления гидросопротивлений в скважине и «страгивания» столба бурового раствора (с вращением и расхаживаем инструмента). После восстановления циркуляции необходимая интенсивность нагнетания бурового раствора в скважину устанавливается путем контроля по расходомеру РГР-7 или РГР-100 на входе или расходомеру газокаро-

тажной станции на выходе из скважины. При отсутствии указанных средств можно применять объемный метод определения расхода жидкости.

8.3.3 Комплекс контрольно-измерительных приборов

Бурение глубоких разведочных скважин при наличии зон аномальных пластовых давлений требует оснащения буровой необходимым комплексом приборов для контроля технологических параметров с целью оперативного управления процессом бурения.

В связи с этим на буровой должна быть установлена одна из систем контроля и управления, например «Узбекистан», СКУБ, САОБ, «Гелиус» и т.п. При этом предлагается учитывать следующие рекомендации.

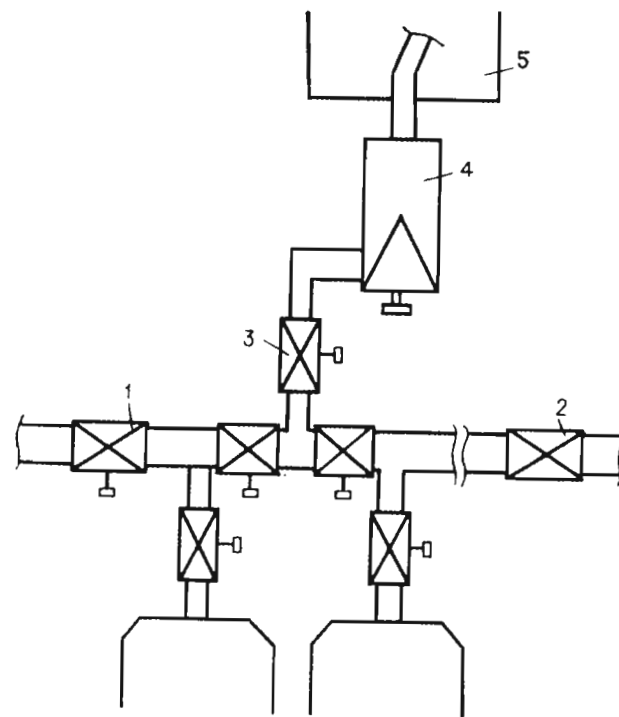


Рисунок 8.10 – Схема разделения потока бурового раствора

Датчик веса бурового инструмента (нагрузки) должен быть надежно защищен от обливания буровым раствором при СПО и других операциях.

Датчик расходомера бурового раствора (РГР-7, РГР-100), обладающий недостаточной стойкостью, не рекомендуется устанавливать в манифольд сразу при монтаже буровой установки. В манифольд на фланцах, размеры которых соответствуют размерам фланцев датчика, устанавливают патрубок соответствующих диаметра и длины. Патрубок заменяют датчиком во время СПО за 800–1000 м до предполагаемой глубины расположения кровли пласта с АВПД.

К датчику давления следует параллельно подключить дополнительный показывающий прибор (например, СУМ-5), который устанавливают в будке штурманской системы с целью контроля давления нагнетания при работе с регулируемым противодавлением. При наличии в циркулирующем буровом растворе инертного наполнителя следует во время СПО регулярно очищать стакан датчика давления от инертного наполнителя и шлама.

Щит крепления самопишущих приборов следует устанавливать таким образом, чтобы он был изолирован от воздействия вибрации, снижающей качество записываемой информации.

Температуру бурового раствора контролируют термометрами сопротивления, из которых два устанавливают на входе насосов, а один в желобе на выходе из скважины. Дифференциальную температуру регистрируют автоматическим мостом (например, ЭМП-209М3).

Для контроля дифференциального расхода бурового раствора необходимо вести сравнительную регистрацию показаний расходомеров на манифольде и на выходе из скважины. Расхождения в показаниях сигнализируют о начале поглощения или нефтегазопроявления.

Количество бурового раствора в металлических емкостях контролируют стандартными уровнемерами или поплавковыми реечными уровнемерами, изготавливаемыми на месте.

На буровой в обязательном порядке должна функционировать система контроля и долива скважины.

Обязательным элементом комплекса контроля на буровой является система непрерывного или дискретного измерения плотности бурового раствора на входе и выходе из скважины.

Для оптимизации обработки долот и построения графика «экспоненты» необходим контроль частоты вращения долота. Важным технологическим параметром является также возрастание момента вращения бурового инструмента. Для этого следует оборудовать буровую системой регистрации момента вращения инструмента.

В целях плавного глушения скважины при возникновении нефтегазопроявлений рекомендуется на буровой иметь систему автоматического дроселирования бурового раствора, поступающего из скважины.

8.4 Технология бурения интервалов с АВПД

Для определения физико-механических свойств пород в интервале установки башмака последней промежуточной колонны рекомендуется 10–15 м последнего рейса долота проводить с непрерывным отбором проб шлама с привязкой по глубине. После спуска колонны и выхода из-под башмака на 3–5 м опрессовывают подбашмачную зону ствола на давление, соответствующее максимальной проектной плотности промывочной жидкости в нижележащем интервале.

Открытый ствол скважины опрессовывают, нагнетая буровой раствор при закрытом превенторе с малой подачей 1–1,5 л/с. При этом непрерывно фиксируют изменение давления в скважине, которое в случае соблюдения условий равномерности нагнетания должно представлять прямую линию. Отклонение от прямолинейной зависимости является сигналом о достижении давления поглощения.

Поскольку цель опрессовки открытого ствола не получение гидроразрыва горного массива, а определение возможности бурения нижележащих интервалов на растворе определенной плотности, то предварительно рассчитывают давление, эквивалентное ожидаемому в процессе бурения.

Предельное ожидаемое давление $p_{пр}$ (МПа) определяют по формуле

$$p_{пр} = 10^{-5} H \rho_{пр},$$

где $\rho_{пр}$ – проектная плотность промывочной жидкости, кг/м³; H – глубина вскрытого интервала, м.

Контрольное давление на устье p_k (МПа), которое должно быть достигнуто при опрессовке, определяют по формуле

$$p_k = 10^{-5} H (\rho_{пр} - \rho_{факт}),$$

где $\rho_{факт}$ – плотность промывочной жидкости, на которой проводят опрессовку, кг/м³.

Скважину опрессовывают после того, как разбурен цементный стакан и вскрыто 3–5 м горного массива. Ее тщательно промывают, инструмент поднимают в башмак промежуточной колонны и на нем устанавливают промывочную головку. Цементируемый агрегат с минимальным размером цилиндрических втулок обвязывают с промывочной головкой. На напорной линии устанавливают манометр, рассчитанный на максимальное ожидаемое давление опрессовки. Промывочную жидкость нагнетают при закрытом превенторе и открытой коренной задвижке для контроля давления в затрубном пространстве, которое не должно превышать расчетного допустимого

внутреннего давления промежуточной колонны. Оптимальное значение интенсивности нагнетания 1–1,5 л/с, предельное допустимое 2 л/с.

В процессе нагнетания строят график изменения давления в координатах (p – t) с нанесением точек через каждые 15 с. Отклонение зависимости от прямолинейной в течение двух отсчетов (30 с) является сигналом для прекращения нагнетания. В случае, если давление достигает контрольного значения (p_k) без возникновения поглощения, бурить можно на растворе проектной плотности ($\rho_{пр}$). После окончания процесса опрессовки следует снизить давление путем плавного сброса жидкости в емкость цементировочного агрегата. В случае отсутствия утечек в стволе скважины объем жидкости, возвращенный скважиной, должен соответствовать объему закачанной жидкости.

Результаты опрессовки оформляют соответствующим актом.

Испытание интервалов открытого ствола с целью определения давления поглощения можно также проводить с использованием бурового насоса через описанную выше систему плавного регулирования расхода. Методика проведения этой операции следующая.

Например, после выхода из-под башмака промежуточной колонны при забое $H = 3500$ м на буровом растворе плотностью $\rho_1 = 1,72 \cdot 10^3$ кг/м³ требуется определить возможность дальнейшего бурения и вскрытия зоны АВПД на растворе плотностью $\rho_2 = 1,90 \cdot 10^3$ кг/м³.

Прежде всего, определяют дополнительное давление, которое необходимо создать на штуцере, в данном случае по формуле

$$\Delta p = 10^{-5} \Delta \rho H.$$

Получаем: $\Delta p = 10^{-5} (1900 - 1720) \cdot 3500 = 6,3$ МПа.

В случае, когда $\Delta p > 10$ МПа, испытание проводят с помощью ЦА через промывочную головку, в остальных случаях – буровым насосом.

После этого восстанавливают циркуляцию при расходе, планируемом в данном интервале, согласно ГТН или по возможности близком к нему. Затем открывают последовательно коренную и гидравлическую задвижки на рабочем отводе, штуцерную задвижку и регулируемый штуцер, после чего закрывают плащечный превентор и циркуляцию проводят при герметизированном устье. Закрытие регулируемого штуцера противовибросовой системы начинают с фиксации давления на штуцере через 0,5 МПа в течение 30 с. Зафиксированное давление в течение этого периода времени не должно изменяться. Таким образом, давление на штуцере доводят до расчетного (в примере до 6,3 МПа). Если на каком-либо из этапов испытания давление не сохраняется на зафиксированном уровне, то испытание прекращают, плавно открывая регулируемый

штуцер, а затем превентор. Получаемое на штуцере давление пересчитывают на предельную эквивалентную плотность раствора в данном интервале по формуле

$$\rho_{пр} = \rho_{ср} + \frac{10^5 \Delta p}{H}.$$

Например, последнее значение давления на штуцере было 5 МПа, тогда

$$\rho_{пр} = 1720 + \frac{10^5 \cdot 5}{3500} = 1860 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность бурового раствора для дальнейшего бурения в зоне АВПД выбирают из расчета превышения давления столба промывочной жидкости над пластовым для водных растворов на 1 МПа, для углеводородных на 2,0–2,5 МПа по формуле

$$\rho_p = \frac{10^5 [p_{пл} + (1,0 \div 2,5)]}{H}.$$

Условная вязкость бурового раствора на водной основе должна выдерживаться в пределах 30–40 с по СПВ-5.

Водоотдача раствора с учетом конкретных условий должна быть в пределах 5–8 см³ за 30 мин до ВМ-6.

Статическое напряжение сдвига не должно превышать 90 дПа за 10 мин. Определение СНС для конкретных условий приводится в соответствующих разделах.

При вскрытии интервала с АВПД инструмент поднимают, постоянно доливая скважину.

Разрешается поднимать инструмент без утяжеления раствора в том случае, если в процессе бурения не отмечались стабильное снижение плотности раствора (более чем на $0,03 \cdot 10^3$ кг/м³), значительное повышение содержания в растворе газа или резкое увеличение механической скорости бурения (свыше 4 м/ч).

Спуск и подъем инструмента в необсаженной части ствола скважины проводят с соблюдением ограничения скорости до 0,5 м/с.

Компоновка инструмента должна содержать: УБТ, клапан-отсекатель, бурильные трубы, шаровой кран. При бурении в зоне АВПД рекомендуется применять долота, позволяющие значительно повышать проходку за рейс (ГАУ, ИСМ и т. п.).

Параметры режима бурения в зоне АВПД следующие:

а) наносах устанавливаются втулки диаметром 0,13 м. Расход бурового раствора в зависимости от плотности рекомендуется поддерживать в следующих пределах: $\rho = 1,3 \cdot 10^3$ кг/м³, $Q = 12 \div 16$ л/с, $\rho = (1,4 \div 1,6) \cdot 10^3$ кг/м³, $Q = 11 \div 14$ л/с, $\rho = (1,7 \div 1,8) \cdot 10^3$ кг/м³, $Q = 10 \div 12$ л/с.

При наличии пластов, склонных к гидроразрыву, возможно снижение расхода до $Q = 8 \div 5 \text{ л/с}$;

б) частота вращения ротора 60–100 об/мин; нагрузку на долото выбирают, исходя из принципа соблюдения ограничения по величине механической скорости ($\leq 4 \text{ м/ч}$).

Через каждые 30–40 мин бурения (сплошным забоем) проводят профилактическую проработку пробуренного за этот период интервала.

В случае остановки насосов (ремонтные работы и т.п.) циркуляцию возобновляют с одновременным вращением и расхаживанием инструмента.

При возникновении поглощения долото поднимают в башмак промежуточной колонны, после чего составляют план ликвидации поглощения с учетом конкретных геолого-технологических условий.

8.5 Предотвращение поглощений при бурении на месторождениях с АВПД

Явление поглощения представляет собой движение бурового раствора из ствола скважины в пласт. Внешне оно проявляется в виде снижения расхода раствора, поступающего из скважины при бурении, проработке или промывке, что приводит к уменьшению объема жидкости в приемных емкостях.

Пути движения бурового раствора при поглощении могут быть весьма различными: трещины, карсты, каверны, поры и каналы, образовавшиеся в результате явлений метасоматоза, растворения и перекристаллизации породы, а также микротрещины, раскрывающиеся под действием давления в стволе скважины при выполнении некоторых технологических операций.

Технико-технологическими причинами, способствующими возникновению поглощения бурового раствора, являются в большинстве случаев все факторы, вызывающие резкое увеличение давления в кольцевом пространстве.

Основные причины поглощений как геологического, так и технологического характера приведены на рисунке 8.11.

Проводка глубоких разведочных скважин на месторождениях с АВПД Западной Сибири сопровождалась наряду с газопроявлениями многочисленными случаями интенсивных поглощений промывочных жидкостей. Изучение промысловых данных, полученных при проведении различных технологических работ (опрессовки ствола скважины, установки тампонов, цементных мостов и т.п.), совместно с представительной геофизической информацией позволило с достаточной точностью установить интервалы ухода глинистых растворов. Оказалось, что в большинстве случаев поглощения промывочных жидкостей приурочены к зонам контакта плотных (преимущественно глини-

стых) и пористых (опесчаненных пород). Эти данные хорошо согласуются с гипотезой С. А. Христиановича – Ю. П. Желтова о наиболее вероятном месте гидравлического разрыва или расслоения пород. Следует отметить, что упомянутые исследователи, а также Г. К. Максимович, Г. Т. Овнатанов, А. С. Меликбетов и другие рассматривали процессы возникновения флюидопроявления в направлении скважина – массив главным образом с точки зрения последующей интенсификации притока в процессе разработки продуктивных пластов, т.е. изучались взаимодействия в уже пробуренных скважинах.



Рисунок 8.11 – Классификация основных причин возникновения поглощений бурового раствора при бурении скважины

Гораздо более сложен механизм возникновения поглощений в бурящихся скважинах, где необходимо учитывать влияние на гидромеханическую систему скважина–пласт таких факторов, как циклические знакопеременные гидродинамические нагрузки при бурении, спускоподъемных операциях, проработке; вибрационные нагрузки на забой; возможности возникновения гидравлических ударов при резком прекращении или восстановлении циркуляции; снижении сопротивления пород сдвигу при длительных циклических нагрузках и т.п.

В связи с изложенным, принимая гипотезу С.А. Христиановича – Ю.П. Желтова в качестве рабочей, исследователи пытались (В.И. Симонов, 1983) конкретизировать ее с геологической точки зрения на основе теории седиментационной цикличности. При этом использовали материалы проводки разведочных скважин на Крайнем Севере Тюменской области, с тем, чтобы впоследствии более целенаправленно перейти к изучению влияния перечисленных воздействий в конкретных интервалах, потенциально склонных к гидроразрыву (расслоению) пород.

8.5.1 Распределение интервалов поглощения по разрезу и прогнозирование давления поглощения

Ранее Б.В. Топычкановым и другими (ЦЛ Главтюменьгеологии, 1981) отмечалось в разрезе Харасавейского месторождения чередование ритмов осадконакоплений. При этом указывалось, что они могут иметь как трансгрессивный, так и регрессивный характер. Там же приводятся данные, указывающие на наличие трех крупных ритмов осадконакоплений в группе пластов ТП₁₋₂₆ танопчинской свиты, которые в свою очередь подразделяются на шесть микроритмов. Эти данные подтверждаются результатами исследования кернового материала. В работе указывается, что по форме кривых на диаграммах ПС и МКЗ можно судить о наличии трансгрессивных и регрессивных ветвей в пределах одного ритма осадконакопления выше признаков, выявленных при совместном анализе и сопоставлении данных электрометрических работ и результатов бурения на примере скв. 31, 35, 36, 38 Харасавейского месторождения, была проведена корреляция интервалов поглощений и зон смены ритмов осадконакоплений.

Так, на скв. 35 (рисунок 8.12) поглощения в интервалах 2205–2210 и 2300–2308 м приурочены к зоне контакта плотных малопроницаемых аргиллитов и проницаемых песчаников, что говорит о регрессивно-трансгрессивном характере чередования осадконакоплений.

В этих интервалах наблюдаются характерные перегибы кривых ПС и МКЗ, о чем уже говорилось ранее. Аналогичные данные, полученные при проводке других скважин, подтверждают вывод о приуроченности глубин поглощений к резкой смене физико-механических свойств пород в местах регрессивно-трансгрессивных переходов в ритмах осадконакопления. Таким образом, можно констатировать, что имеются предпосылки к прогнозированию вероятного места гидравлического разрыва пород при наличии данных о переходных зонах по физико-механическим свойствам и о характере осадконакопления по разрезу скважины.

В связи с этим актуальным становится вопрос о прогнозировании давления гидроразрыва с привязкой к вероятному интервалу его возникнове-

ния. Существуют теории и формулы для расчета такого давления. Например, М.К. Хабберт и Д.Г. Уиллис предложили следующее выражение для градиента давления разрыва:

$$\frac{p_{\text{разр}}}{H} = \frac{p_{\text{пл}}}{H} + \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{2} \right) \frac{p_i - p_{\text{пл}}}{H}, \quad (8.23)$$

где $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; p_i – давление перекрывающих пород, МПа; H – глубина расчетного интервала, м.

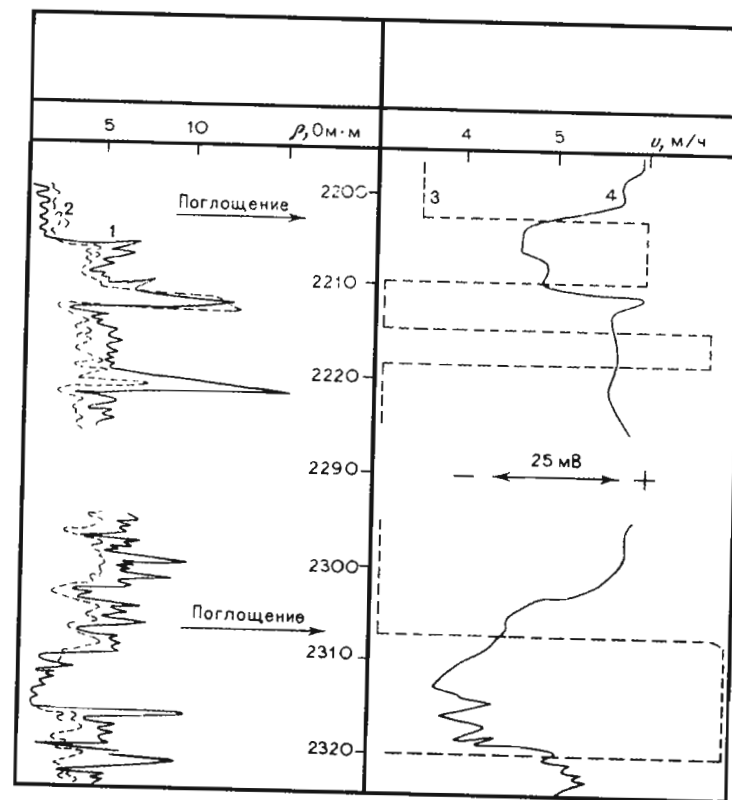


Рисунок 8.12 – Геофизические и технологические данные, характеризующие интервалы поглощений на скв. 35 Харасавейской площади: 1 – микропотенциал-зонд; 2 – микроградиент-зонд; 3 – механическая скорость; 4 – кривая ПС

В 1967 г. В. Р. Мэттьюз и Дж. Келли опубликовали для градиента давления разрыва зависимость

$$\frac{p_{\text{разр}}}{H} = \frac{p_{\text{пл}}}{H} + \frac{k_1 \sigma}{H}, \tag{8.24}$$

где k_1 – коэффициент напряжения скелета породы для глубины, на которой значение σ будет нормальным напряжением скелета.

В 1969 г. Б. А. Итон ввел коэффициент Пуассона в выражение для градиента давления разрыва

$$\frac{p_{\text{разр}}}{H} = \frac{p_{\text{пл}}}{H} + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \frac{\sigma}{H}, \tag{8.25}$$

где ν – коэффициент Пуассона; σ – напряжение скелета породы, равное $(p_{\text{г}} - p_{\text{пл}})$, МПа.

Имеются также работы, выполненные Д. Б. Тейлором и Р. К. Смитом, Л. А. Мак-Ферсоном и Л. Н. Берри, С. К. Кристменом и другими зарубежными исследователями по определению градиента разрыва пород, и ряд работ советских ученых, посвященных этому вопросу. Например, для определения давления гидроразрыва предложена зависимость [153]

$$p_{\text{разр}} = 0,083 \cdot H + 0,66 p_{\text{пл}}. \tag{8.26}$$

Формулы (8.23) – (8.26) проверяли методом решения обратной математической задачи на фактических данных, полученных при ликвидации поглощений в условиях Крайнего Севера Тюменской области. При этом не было получено достаточной сходимости расчетных и фактических данных.

В связи с этим была сделана попытка получить эмпирическим путем уравнения регрессии для зависимости давления гидроразрыва от пластового и горного давлений с учетом глубины вероятного интервала поглощения. Для этого на ЭВМ был проведен корреляционный анализ промысловых данных по специальной программе.

В результате было получено следующее уравнение регрессии:

$$p_{\text{разр}} = 0,2 p_{\text{г}} + 0,5 p_{\text{пл}} + 0,005 H \tag{8.27}$$

или

$$\frac{p_{\text{разр}}}{H} = 0,2 \frac{p_{\text{г}}}{H} + 0,5 \frac{p_{\text{пл}}}{H} + 0,005. \tag{8.28}$$

Множественные коэффициенты корреляции для четырех признаков – $p_{\text{разр}}, p_{\text{г}}, p_{\text{пл}}, H$ соответственно равны 0,948, 0,999, 0,999, 0,937, т.е. связь между перечисленными параметрами близка к функциональной.

Матрица парных коэффициентов корреляции приведена в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Матрица парных коэффициентов корреляции

Признаки	$p_{\text{разр}}$	$p_{\text{г}}$	$p_{\text{пл}}$	H
$p_{\text{разр}}$	1			
$p_{\text{г}}$	0,922	1		
$p_{\text{пл}}$	0,912	0,890	1	
H	0,921	0,996	0,894	1

Для проверки сходимости расчетных и фактических данных были проведены вычисления по формулам (8.26) и (8.27), а результаты расчетов и фактические данные сведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Таблица сходимости расчетных и фактических результатов

Номер скважины	Глубина H , м	Пластовое давление $p_{\text{пл}}$, МПа	Давление разрыва $p_{\text{разр}}$, МПа				
			фактическое	по формуле (8.26)	отклонение от фактического, %	по формуле (8.27)	отклонение от фактического, %
38	2082	38,3	36,9	43,2	+17	38,7	+5
	2213	41,7	43,0	46,6	+8	41,7	-3
	2323	42,7	44,9	48,9	+9	43,7	-3
31	2083	35,1	36,0	41,1	+14	37,2	-3
	2117	36,1	37,0	42,1	+14	38,1	+3
	2215	37,8	38,7	44,0	+14	39,8	+3
	2253	38,9	39,8	45,1	+13	40,8	+2

Из таблицы 8.4 следует, что сходимость расчетных и фактических результатов достаточно высокая – в пределах 2–5%. Это позволило рекомендовать полученную эмпирическую формулу (8.27) для практических расчетов при прогнозировании давления поглощения бурового раствора.

Следует отметить, что имеется ряд ограничений для данной зависимости. Это связано с тем, что уравнение регрессии было получено на базе фактических данных бурения скважин в Ямальской нефтегазоносной области. Поэтому ее следует применять для условий, где коэффициент аномальности пластовых давлений находится в пределах 1,3–1,8 при глубинах скважин 4000–4500 м. Для скважин, имеющих более тяжелые пластово-барические условия, можно рекомендовать формулу (8.26), которая дает в этом случае вполне удовлетворительные результаты.

8.5.2 Определение размеров каналов поглощения

Для успешной борьбы с поглощением промысловой жидкости необходимы данные о размерах и морфологии каналов поглощения, которые могут быть получены в результате специальных исследований поглощающего горизонта. Для условий Крайнего Севера Тюменской области подобные исследования не проводились.

Для определения величины раскрытия поглощающих каналов на основе анализа фракционного состава шлама, выносимого из скважины до поглощения и во время поглощения, были проведены исследования по методике ВолгоградНИПИнефти (1982 г.), основанной на том, что размеры каналов поглощений пропорциональны размерам частиц шлама, уносимых в пласт.

Промысловые исследования выполнялись на скв. 59. Бованенковской площади, расположенной рядом с Харасавейским газоконденсатным месторождением, и имеющей аналогичное геологическое строение. Согласно принятой методике на скважине были отобраны три пробы шлама: до поглощения с глубины 2100–2105 м, во время поглощения с глубины 2106–2107 м и после проведения изоляционных работ с глубины 2220–2240 м. Пробы отбирали в середине рейса долота шламоотборником, установленным непосредственно у устья скважины в желобе. При отборе проб корректировали их привязку к глубине с учетом времени подъема шлама от забоя к дневной поверхности. Отобранные пробы отмывали, высушивали при комнатной температуре на стеллажах, упаковывали в целлофановые мешки и доставляли для исследования в лабораторию.

Для определения фракционного состава шлама была собрана установка для ситового анализа, состоящая из набора сит с размерами отверстий 10, 7, 5, 3, 2, 1 и 0,5 мм. Из каждой приготовленной пробы были сделаны навески по одному килограмму. Каждую навеску просеивали через стандартный набор сит согласно методике в течение 3 мин. На основании суммарных данных были определены средние значения.

Анализ полученных результатов позволил сделать вывод о величине раскрытия каналов поглощения в пределах 4–5 мм. Этот вывод основывается на том, что в пробах, отобранных во время поглощения, присутствует значительно меньше по процентному содержанию частиц со средним диаметром порядка 2 мм (рисунок 8.13), что позволяет считать этот размер характерным для уносимых в пласт частиц шлама. Согласно же методике ВолгоградНИПИнефти величина раскрытия каналов поглощения в 2–3 раза больше средневзвешенного диаметра проникающих в них частиц.

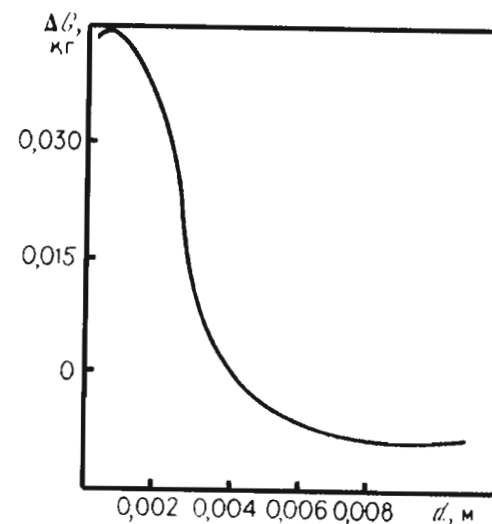


Рисунок 8.13 – Зависимость разности весового содержания выносимого шлама при отсутствии и наличии поглощения

8.5.3 Технология предотвращения поглощений

Необходимым условием для предотвращения возникновения поглощений является соблюдение неравенства [161]

$$P_{гс} = P_{стр} \leq P_{пл}, \quad (8.29)$$

где $p_{гс}$ – гидростатическое давление бурового раствора, МПа ($p_{гс} = 0,1 \rho_n H$); $p_{стр}$ – давление страгивания столба раствора при восстановлении циркуляции, МПа; $p_{ни}$ – давление начала поглощения, МПа.

Давление страгивания раствора в затрубном пространстве можно определить по формуле

$$p_{стр} = \frac{4\theta_{пр} \cdot H}{(D-d)10^7}, \quad (8.30)$$

где $\theta_{пр}$ – предельное напряжение сдвига раствора, дПа; H – глубина спуска буровых труб, м; D – диаметр скважины, м; d – наружный диаметр буровых труб, м.

Для определения предельного сдвига раствора необходимо знать СНС_{1/10}.

Предельное напряжение сдвига и статическое напряжение сдвига связаны между собой зависимостью

$$\theta_{пр} = \frac{\theta_1 \theta_2 (t_2 - t_1)}{\theta_1 t_2 - \theta_2 t_1}, \quad (8.31)$$

где θ_1, θ_2 – напряжения сдвига соответственно в моменты времени t_1, t_2 .

Фактическое предельное напряжение сдвига ($\theta_{пр.ф}$) по измеренным значениям θ_1 (через 1 мин) и θ_{10} (через 10 мин) определяют по формуле (8.31). Сравнивая затем $\theta_{пр.ф}$ и $\theta_{пр}$, можно определить их взаимное соответствие и выявить, в каких пределах следует регулировать СНС_{1/10}, чтобы привести величину давления к допустимому значению, определенному по формулам (8.29) и (8.30).

В случае возникновения частичного поглощения следует прекратить бурение, поднять инструмент в башмак промежуточной колонны и дать скважине постоять в течение 16–20 ч. В этот период необходимо обратить особое внимание на недопущение возникновения выброса в связи с возможным падением уровня жидкости в затрубном пространстве. По истечении времени выдержки скважины необходимо восстановить циркуляцию в башмаке с вращением инструмента, спустить инструмент на забой и возобновить циркуляцию.

При повторном поглощении следует бурение прекратить и приступить к ликвидации поглощения промывочной жидкостью. Для того чтобы выбрать способ ликвидации, необходимо оценить в процентном отношении интенсивность поглощения по формуле

$$i = \frac{V_3 - V_в}{V_1} \cdot 100\%, \quad (8.32)$$

где i – интенсивность поглощения, %; V_1 – объем закачанной жидкости, м³; $V_в$ – объем возвратившейся из скважины жидкости, м³.

Затем по известной интенсивности поглощения и учитывая имеющиеся в наличии материалы следует выбрать и осуществить с учетом конкретных условий один из приведенных в таблице 8.5 способов ликвидации поглощения.

Таблица 8.5 – Способы ликвидации поглощения

№ п/п	Способы и средства борьбы с поглощениями	Интенсивность поглощения	
		%	м ³ /ч
1	Регулирование в возможных пределах плотности бурового раствора, снижение интенсивности промывки	10	5
2	Бурение с промывкой глинистым раствором с наполнителями (древесные опилки, асбестовое волокно)	10–30	5–15
3	Закачка в скважину и задавливание отдельными порциями в поглощающий пласт глинистого раствора в объеме 10–15 м ³ с добавлением мелких древесных опилок, асбеста в количестве до 50 кг на 1 м ³ раствора	10–30	5–15
4	Бурение с промывкой глинистым раствором с наполнителями (асбест, древесные опилки с размерами частиц 1–5 мм) в количестве 1–1,2%	20–40	10–20
5	Закачка в скважину и задавливание отдельными порциями в поглощающий пласт асбестобentonитовой смеси	30–70	15–35
6	Закачка в поглощающий пласт соляробentonитовой или нефтеbentonитовой смеси	60–90	30–50
7	Перекрытие зоны поглощения промежуточной колонной	“	“

Ликвидация поглощений производится следующим образом.

1. При введении наполнителя в циркулирующий раствор, а также для приготовления тампонов, наполнитель необходимо просеять через сетку с ячейками соответствующего диаметра (например, для пп. 2, 3 раз-

мер ячеек 3–4 мм, для пп. 5, 6 – до 8–10 мм). Рекомендуется вводить наполнитель в циркулирующий раствор через ФСМ из расчета 1–1,5% или порядка 15 кг на 1 м³ раствора.

2. Асбестобентонитовый тампон (объем до 10 м³) следует устанавливать из башмака колонны с учетом объема тампона в зависимости от интервала открытого ствола. На 1 м³ тампона расходуется 50–100 кг асбеста и 50 кг глинопорошка. Основой тампона является буровой раствор. В емкость заливают расчетное количество раствора, добавляют асбест и глинопорошок, постоянно их перемешивая (насос ЦА и разбивка воздухом). При закачке и продавке тампона до башмака колонны контролируют выход раствора из скважины. Продавливать тампон из колонны в зону поглощения необходимо при закрытом превенторе и открытой коренной задвижке на рабочем отводе для контроля давления в затрубном пространстве. После продавки рекомендуется оставить скважину в покое на 10–12 ч с закрытым превентором.

3. Тампон из СБС (соляробентонитовая смесь) рекомендуется применять объемом не более 3 м³. Тампон приготавливают в емкости цементировочного агрегата на основе дизельного топлива с добавлением бентонитового глинопорошка до плотности смеси $(1,19–1,22) \cdot 10^3$ кг/м³. В процессе приготовления смесь тщательно перемешивают насосом агрегата. Перед тампонирующей смесью и после нее закачивают буферные жидкости (дизельное топливо) объемом до 1 м³ во избежание перемешивания тампонирующей смеси с буровым раствором. Тампоны (рисунок 8.14) закачивают через открытый конец инструмента, расположенного над поглощающим пластом, с одновременной подкачкой бурового раствора в затрубное пространство для получения более качественной тампонирующей смеси. После продавки тампона в затрубное пространство и «выстойки» в течение 30 мин при закрытом превенторе поднимают инструмент в башмак колонны и через 12–20 ч восстанавливают циркуляцию.

При отсутствии данных о глубине залегания поглощающего пласта целесообразно устанавливать тампон через затрубное пространство.

Инструмент с открытым концом опускают в предполагаемый интервал поглощения. В затрубное пространство закачивают тампонирующую смесь. Продавка до глубины спуска инструмента возможна как агрегатом, так и буровыми насосами. Преимущество этого способа заключается в том, что в случае поглощения непосредственно под башмаком колонны в процессе прохождения тампонирующей смеси через этот интервал происходит его изоляция. Этот момент можно определить по снижению или полному прекращению выхода вытесняемого раствора из буровых труб. В этом случае следует перекрыть выход через буровые трубы и задавить тампон в пласт.

Поскольку объем тампонирующей смеси выбирают произвольно, то при задавке ее в пласт следует руководствоваться не условием полной ее

продавки, а наблюдаемым при этом давлением. Как правило, начало задавки тампона характеризуется небольшим давлением 3–4 МПа, а затем по мере закачки тампонирующей смеси давление возрастает.

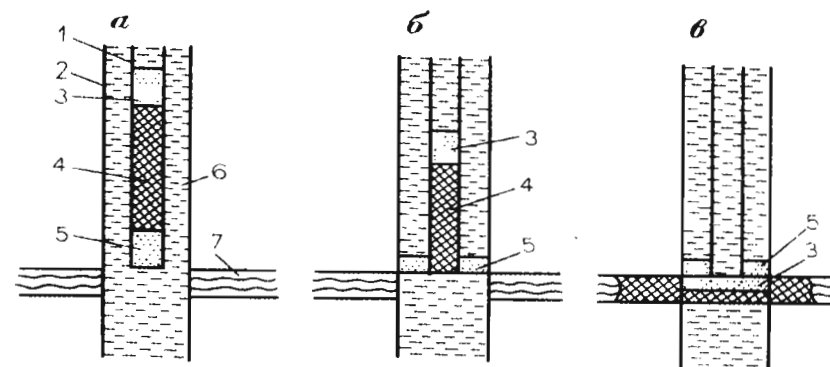


Рисунок 8.14 – Схема закачки тампонирующей смеси в поглощающий пласт:

а – закачка тампонирующей смеси; б – конец закачки тампонирующей смеси, герметизация устья и начало продавки; в – окончание продавки: 1 – буровые трубы; 2 – скважина; 3 – верхний буфер; 4 – тампонирующая смесь; 5 – нижний буфер; 6 – буровой раствор; 7 – поглощающий пласт

Оптимальным давлением конца продавки можно считать 7–8 МПа. Если давление конца продавки тампона в пласт менее 5 МПа, то качественная изоляция поглощающего пласта в этом случае маловероятна. Это указывает на то, что или объем тампона недостаточен, или неудовлетворителен его состав. Исходя из этого, следует повторить тампонирование смесью той же рецептуры в увеличенном объеме или повысить содержание наполнителя, исходя из конкретных условий.

Объем тампона рассчитан правильно, если при достижении оптимального давления конца задавки в стволе скважины остается «стакан» величиной на 10 м выше поглощающего пласта.

Если установка тампона поглощения не ликвидирована, но снизила интенсивность поглощения, – операция повторяется.

Руководствуясь характером поглощения, можно применять комбинации по установке различных типов тампонов.

8.5.4 Методика ликвидации поглощения специальной тампонирующей смесью

В процессе строительства скважин, вскрывающих зоны с АВПД, значительные трудности связаны с поглощением промывочной жидкости. Установка резино- и соляробентонитовых тампонов не всегда приводила к желаемому результату. Как правило, по истечении некоторого времени в тампонируемом ранее интервале вновь начиналось поглощение. Кроме того, применяемые тампонирующие смеси малоподвижны, что затрудняет закачку смеси в пласт. Соляробентонитовый тампон необходимо предохранять от перемешивания с буровым раствором. Все это говорит о необходимости использования более эффективной тампонирующей смеси.

Для этой цели была разработана и испытана рецептура специальной тампонирующей смеси на основе утяжеленного бурового раствора с добавлением хромпика и КССБ в определенных весовых соотношениях.

Исходный глинистый раствор готовится из расчета 150 кг бентонитового глинопорошка на 1 м³ воды. Параметры раствора после обработки имеют вид: $\rho = (1,06 \pm 1,08) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, $T = 25 \text{ с}$, $B = 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, $CHC = 53,8/65,4 \text{ дПа}$.

Затем утяжеляют раствор баритом до плотности $1,8 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Для предотвращения образования в растворе пузырьков воздуха барит перед введением в раствор необходимо смачивать водой. Утяжеленный глинистый раствор должен быть подвергнут химической обработке нитролигнином в количестве 1% от объема и КМЦ в количестве 0,3% в перерасчете на сухое вещество. Это необходимо для стабилизации реологических параметров.

В производственных условиях для ускорения процесса приготовления смеси можно применять рабочий буровой раствор с параметрами: $\rho = 1,8 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, $T = 35 \pm 50 \text{ с}$, $B = 5 \pm 6 \text{ см}^3/\text{мин}$, $CHC = 90 \text{ дПа}$.

Раствор КССБ готовят смешиванием с водой, подогретой до температуры 60–70°C, в соотношении 2:1 (две массовые части воды и одна часть сухого порошка КССБ). После приготовления раствор выдерживают в течение 2–3 ч для удаления пены, возникающей при перемешивании. Полученный раствор имеет плотность $1,17 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Для приготовления раствора хромпика воду подогревают до 40–50°C и смешивают с хромпиком в соотношении 5:1 (пять массовых частей воды и одна часть хромпика). Плотность полученного раствора приблизительно $1,2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Тампонирующую смесь готовят в следующих соотношениях по массе: 5 частей утяжеленного глинистого раствора, 4 части раствора КССБ, одна часть раствора хромпика. При таком массовом соотношении получают следующие параметры тампонирующей смеси: $\rho = 1,42 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, $T = 43 \text{ с}$, $CHC = 5/2 \text{ дПа}$.

В течение 1 ч смесь сохраняет свои свойства, затем начинает расти ее вязкость. В течение 2 ч смесь прокачиваемая, далее начинается схватывание, которое заканчивается через 3,5 ч с начала затворения. В течение 24 ч происходит наиболее быстрое упрочнение смеси. Для увеличения сроков загустевания и схватывания смеси следует увеличить содержание бурового раствора до 6–7 частей по массе.

Процесс приготовления смеси не зависит от очередности ввода компонентов, но не следует предварительно смешивать растворы КССБ и хромпика, так как в течение 30 мин происходит образование прочного геля.

При добавлении к смеси 20% (по массе) резиновой крошки прокачиваемость сохранилась, сроки схватывания не изменились, но полученный тампон обладал более высокой прочностью. Поскольку полученная смесь является быстросхватывающейся, большое значение имеет оперативность процесса приготовления и установки тампона. Перед операцией изоляции пласта проверяют готовность технических средств (агрегат, трубопроводы, задвижки и т.д.), наличие и качество необходимых материалов.

Растворы КССБ и хромпика готовят отдельно в бункерах агрегата. Расчетное количество воды подогревают до требуемой температуры в зимних условиях паром, а летом электронагревательным устройством.

В бункеры добавляют буровой раствор и тщательно перемешивают до получения однородной массы с расчетными параметрами.

В случае, когда неизвестен интервал поглощения, смесь следует закачивать через инструмент, находящийся в башмаке колонны. При выходе тампона из инструмента необходимо закрыть превентор и продавить тампон в пласт в соответствии с давлением задавки. После начала роста давления продавки снизить подачу насоса. Если давление перестанет увеличиваться, то дальнейшую продавку ведут в таком же режиме. При давлении 7,8–8,0 МПа продавку тампона прекращают (кроме аварийных ситуаций). Если давление продавки не достигает такой величины, операцию прекращают после условного прохождения тампона через весь интервал открытого ствола скважины.

Если предварительно известен интервал поглощения, то смесь необходимо закачивать через трубы, спущенные до подошвы поглощающего пласта. После выхода всего объема смеси из инструмента, следует поднять трубы в башмак, закрыть превентор и задавить смесь в пласт, ориентируясь на давление. Во избежание прихвата во время закачки тампона бурильный инструмент необходимо вращать. Так как смесь обладает высокой подвижностью, тампон можно устанавливать не только через открытые трубы, но и через долото. Оптимальный объем тампона равен 4–6 м³.

Тампонирующую смесь необходимо закачивать с максимально возможной подачей. Тампон задавливают в пласт при расходе жидкости не более 10 л/с.

После установки тампона рекомендуется в течение 24 ч не проводить никаких работ в скважине – это время необходимо для твердения смеси. Скважину оставляют при закрытом превенторе и контролируют давление в затрубном пространстве.

Существует практика опрессовки ствола скважины после окончания изоляционных работ. Такая опрессовка малоэффективна, так как кратковременное статическое превышение давления неадекватно дифференциальному давлению в процессе бурения, поэтому опрессовку ствола проводить не следует.

8.6 Предотвращение нефтегазопроявлений

Весьма распространено явление поступления пластовых флюидов в скважину при бурении в зонах АВПД. Следствием этого может явиться перелив бурового раствора с последующим выбросом и фонтанированием. Основные факторы, вызывающие поступление пластового флюида в скважину, приведены на схеме (рисунок 8.15).

Попавший в буровой раствор газ может пребывать там в растворенном или свободном состоянии. При движении бурового раствора вверх по стволу скважины давление на газ будет уменьшаться и он увеличится в объеме, что способствует снижению давления на забой скважины. Снижение давления в результате наличия газа в растворе определяют по номограмме (рисунок 8.16).

Из номограммы видно, что содержание газа в буровом растворе до 50–60% мало влияет на давление в скважине (снижение давления не превышает 1,0 МПа, что позволяет продолжать бурение при наличии эффективной дегазации).

Для правильного определения содержания газа в буровом растворе необходимо отбирать пробы непосредственно с устья скважины, поскольку при движении раствора по желобной системе происходит его выделение в атмосферу, что снижает газосодержание в 2–2,5 раза.

При бурении, промывке или проработке признаки зарождающегося выброса следующие:

1) неожиданный рост механической скорости, который регистрируется с помощью датчиков механической скорости, входящих в контрольные комплексы типа ПКБ, СКУБ, ГКС и т.п.;

2) превышение количества бурового раствора на выходе из скважины над закачиваемым. Этот факт свидетельствует либо о наличии притока, либо о расширении поступающего в скважину газа по мере его подъема к устью. Обнаружить это явление можно с помощью изменения дифференциального расхода промывочной жидкости (на входе РГР-7, РГР-100, на выходе Г41М1 или с использованием расходомера газокаротажной станции);

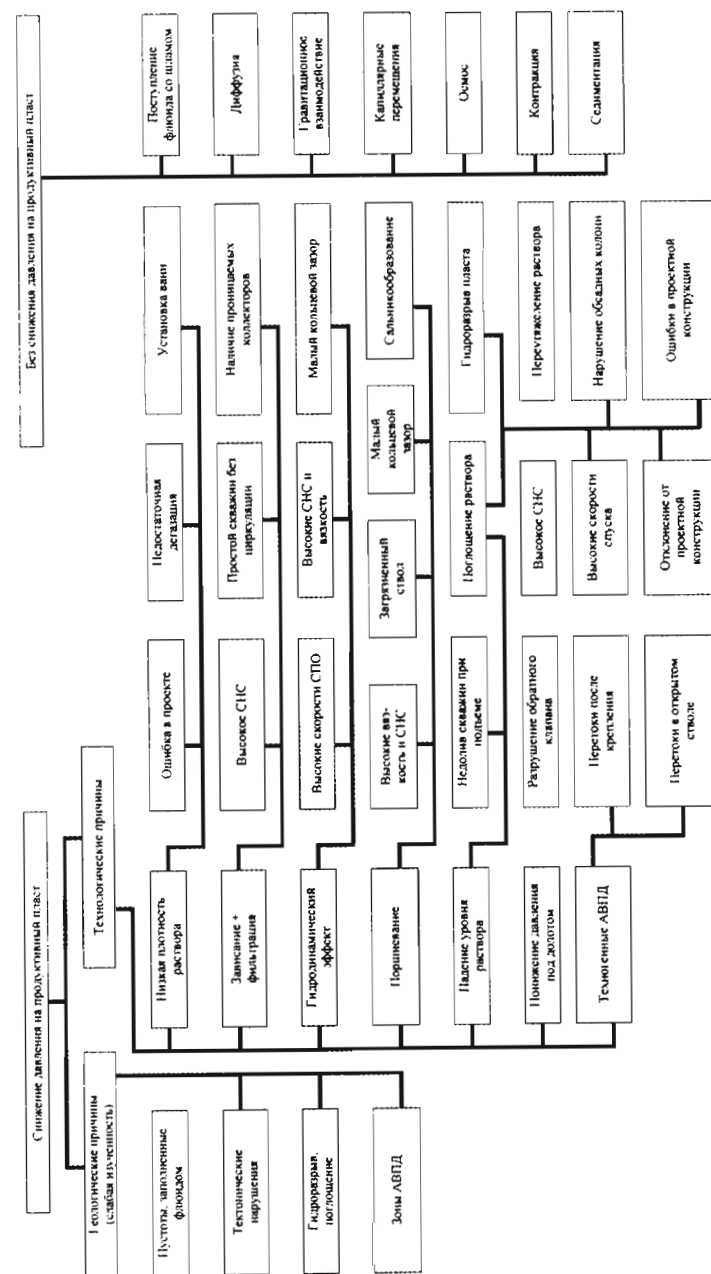


Рисунок 8.15 – Классификация основных причин нефтегазопроявлений при бурении скважин

3) увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях, которое регистрируется с помощью уровнемеров или мерной рейки;

4) снижение давления циркуляции при неизменной подаче насосов. Эти явления обнаруживаются с помощью манометров на нагнетательной линии, тахометров дизелей, счетчиков числа ходов поршней насосов;

5) изменение плотности и вязкости бурового раствора на выходе из скважины, повышение газосодержания. Изменяется характер потока в желобах (неравномерность потока, всплески), может измениться цвет бурового раствора, появиться пена и запах газа. Эти явления обнаруживаются путем периодических замеров параметров промывочной жидкости ручными приборами, газоанализаторами или визуально.

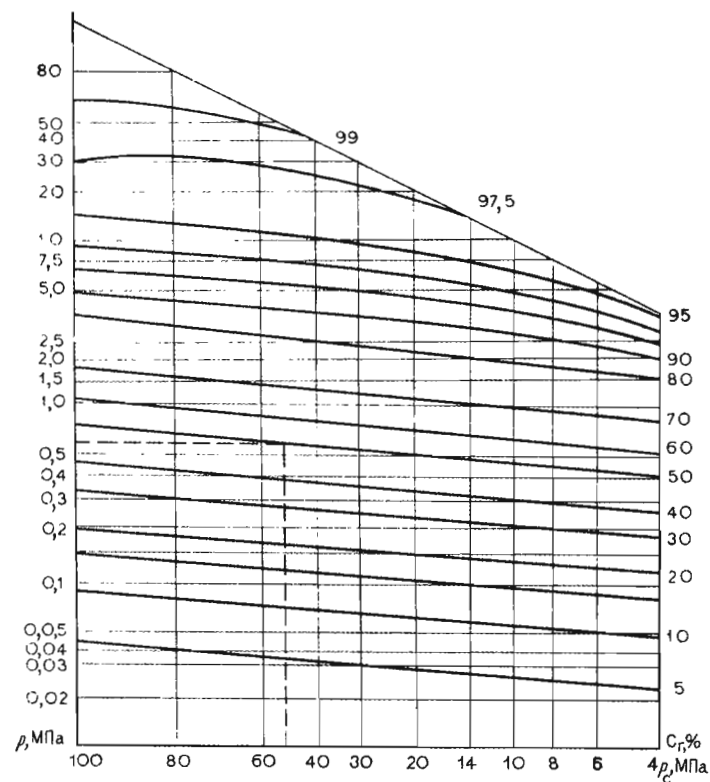


Рисунок 8.16 – Потери гидростатического давления вследствие разгазирования бурового раствора

При спускоподъемных операциях признаки зарождающегося выброса следующие:

1) пониженная потребность долива скважины против объема поднимаемых труб. Контролируется устройствами для регистрации долива скважины автоматами или тарировочными емкостями. Контролировать количество жидкости следует после спуска 5–10 свечей в зависимости от конкретной обстановки;

2) увеличение объема вытесненного раствора против объема спущенных труб. Ликвидация газопроявления осуществляется одним из трех способов, которые получили названия «способ бурильщика», «способ уравновешенного пластового давления» и «способ низкого давления перед штуцером» [79]. Все три способа сводятся к вымыванию проникшего из пласта в скважину газа через штуцер либо утяжеленным раствором, либо раствором недостаточной для задавки плотности с противодавлением и с последующей заменой раствора на тяжелый. «Способ низкого давления перед штуцером» применяется реже, когда невозможно применение первых двух способов, например в случае, когда спущен лишь кондуктор и имеется угроза разрыва пластов с низким значением градиента гидроразрыва.

Скважину рекомендуется глушить, придерживаясь следующей рабочей карты:

1) при обнаружении газопроявления следует остановить насосы и закрыть скважину для стабилизации давления (снижать давление без наличия циркуляции запрещается);

2) зафиксировать давление в бурильных трубах и затрубном пространстве, плотность раствора в бурильных трубах и длину бурильной колонны в скважине;

3) в случае, когда не известна достаточно точно плотность раствора в трубах или имеется подозрение, что в трубах присутствует газ, следует закачать во внутритрубное пространство порцию утяжеленного раствора известной плотности. Для этого необходимо:

а) определить внутренний объем бурильной колонны V_t и время T_t , требуемое для заполнения труб раствором по формуле

$$T_t = V_t / Q_n, \quad (8.33)$$

где Q_n – подача насоса, м³/ч;

б) закачать раствор с известной плотностью ρ_t в трубы и зафиксировать по показаниям манометров p_t и $p_{тр}$;

4) по данным п. 2 или в случае пробной закачки по данным п. 3б следует определить усредненную плотность раствора в затрубном пространстве по формуле

$$\rho_{\text{зтр}} = \rho_{\text{тр}} - \frac{10^5 (p_{\text{зтр}} - p_{\text{тр}})}{L}, \quad (8.34)$$

где $\rho_{\text{зтр}}$, $\rho_{\text{тр}}$ – плотность раствора соответственно в затрубном пространстве и трубах, кг/м³; L – длина бурильной колонны, м; $p_{\text{зтр}}$, $p_{\text{тр}}$ – соответственно давление в затрубном пространстве и трубах, МПа;

5) рассчитать пластовое давление $p_{\text{пл}}$ (МПа) по формуле

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{тр}} + \frac{\rho_{\text{зтр}} L}{10^5}; \quad (8.35)$$

6) определить требуемое давление для компенсации пластового давления и требуемую плотность раствора для глушения скважины:

$$p_{\text{тр}} = p_{\text{пл}} + (1,0 + 1,5), \quad (8.36)$$

$$\rho_{\text{тр}} = \frac{10^5 \cdot p_{\text{тр}}}{L};$$

7) рассчитать требуемое давление на штуцере $p_{\text{ш}}$ (МПа) в начальный период глушения скважины

$$p_{\text{ш}} = p_{\text{тр}} - \frac{L \rho_{\text{зтр}}}{10^5}. \quad (8.37)$$

8) При глушении скважины следует:

а) поддерживать давление в нагнетательной линии $p_{\text{т}}$ постоянным при неизменной подаче насосов, регулируя лишь проходное сечение штуцера;

б) после того, как буровой раствор с требуемой плотностью $\rho_{\text{тр}}$ поднимется до устья скважины, снизить давление на штуцере до нуля;

9) после завершения цикла глушения остановить насосы и проверить, нет ли притока жидкости из скважины;

10) при наличии притока повторить расчеты и приступить к повторному циклу глушения, при отсутствии притока на устье, соблюдая осторожность, спустить инструмент до забоя и возобновить бурение.

В целях повышения оперативности проведения расчетов по рабочей карте глушения были разработаны номограммы (рисунок 8.17), позволяющие упростить расчеты.

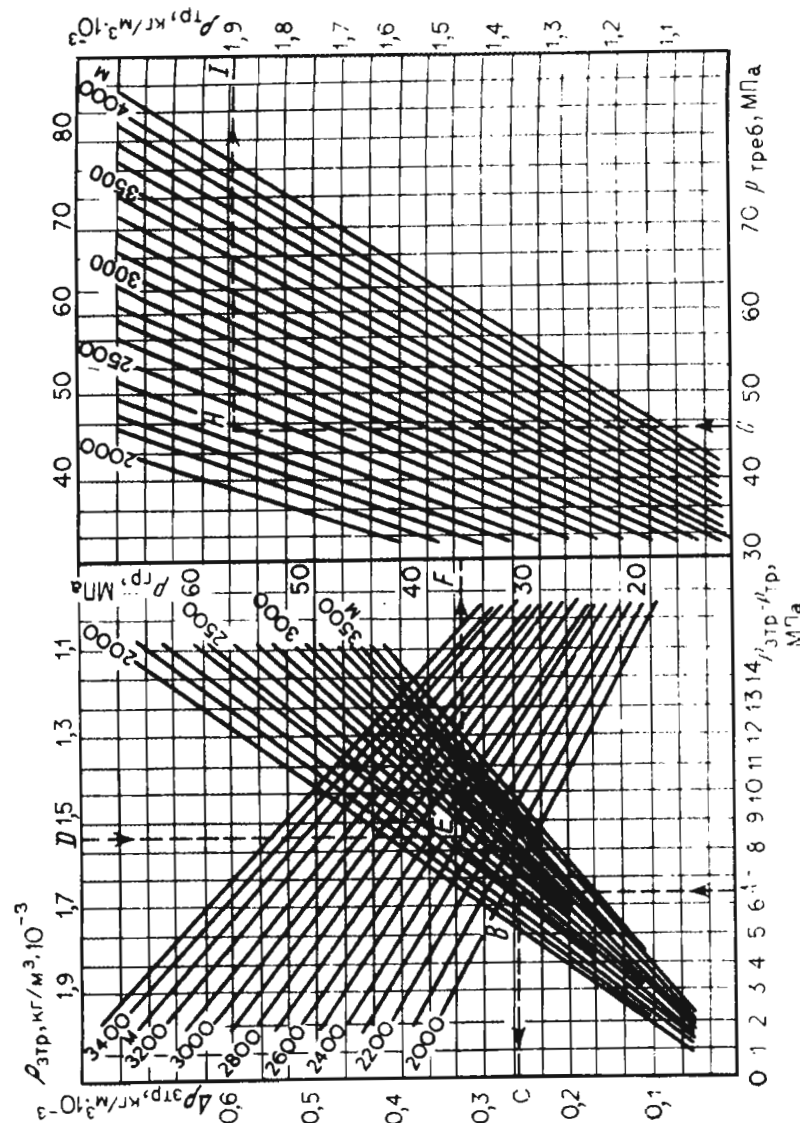


Рисунок 8.17 – Номограмма для расчета параметров глушения скважины

При использовании номограммы порядок определения параметров глушения выглядит следующим образом:

1) при обнаружении газопроявления выполняют описанные выше действия;

2) снижение плотности раствора в затрубном пространстве $p_{\text{зп}}$ определяют по номограмме (ключ $A \rightarrow B \rightarrow C$), после чего усредненную плотность раствора в затрубном пространстве определяют простым вычитанием

$$\Delta p_{\text{зп}} = p_{\text{г}} - p_{\text{зп}}; \quad (8.38)$$

3) давление столба газированного раствора $p_{\text{г}}$ в затрубном пространстве находят по номограмме (ключ $D \rightarrow E \rightarrow F$), после чего пластовое давление

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{зп}} + p_{\text{г}}; \quad (8.39)$$

4) при известном $p_{\text{пл}}$ давление, требуемое для его компенсации:

$$p_{\text{тр.б}} = p_{\text{пл}} + (1,0 \div 1,5), \quad (8.40)$$

а плотность раствора, необходимую для получения требуемого противодействия, определяют по номограмме (ключ $G \rightarrow H \rightarrow I$);

5) требуемое давление, которое необходимо поддерживать на штуцере в начальный период глушения скважины, находят как разность между $p_{\text{тр.б}}$ (п. 4) и $p_{\text{гп}}$ (п. 3):

$$p_{\text{ш}} = p_{\text{тр.б}} - p_{\text{гп}}; \quad (8.41)$$

6) после этого глушат скважину с соблюдением условий, приведенных в предыдущей рабочей карте, придерживаясь соответствующих методик [100 и др.].

ГЛАВА 9

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НАРУШЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ГОРНЫМ ДАВЛЕНИЕМ

9.1 Общие сведения

Нарушение обсадных колонн горным давлением – один из самых тяжелых видов осложнений при бурении на нефть и газ. Работы по исправлению его последствий, как правило, длительны, трудоемки, связаны с большими материальными затратами и нередко заканчиваются ликвидацией скважины.

Большое число случаев повреждений обсадных колонн в различных районах ведения буровых работ (на Украине, в Казахстане, Белоруссии и др.) и связанные с ними убытки, исчисляемые десятками миллионов рублей, предопределяют остроту и актуальность проблемы сохранения целостности труб в интервалах интенсивных проявлений горного давления [24, 41, 42, 51, 64, 95, 111, 146, 186 и др.].

Анализ горно-технических условий показывает, что нарушения обсадных колонн горным давлением происходят в пластически деформирующихся породах – соляных толщах и переувлажненных глинах. Исключение составляют повреждения фильтровой части эксплуатационных колонн в продуктивных пластах [51].

Несмотря на то, что, особенно в последние годы, исследования по изучению механизма нагружения обсадных колонн горным давлением заметно усилены, число их повреждений продолжает оставаться высоким. Причину сложившегося положения следует искать, прежде всего, в том, что схемы нагружения обсадных колонн горным давлением, априорно принятые в рекомендуемых методиках их расчета, еще далеки от реальных условий. Нельзя исключать и того, что в ряде случаев практики не придают должного значения выявлению интервалов проявления горного давления в форме сужения ствола скважины и обсадные трубы, предназначенные для их перекрытия, рассчитывают без учета нагружения горным давлением. Поэтому задача сохранения целостности обсадных колонн в отложениях пластически деформирующихся пород сводится к разработке способов выделения по разрезу скважины опасных в отношении нарушения обсадных колонн интервалов и методик расчета обсадных труб, в наибольшей степени учитывающих реальные условия их нагружения горным давлением.

9.2 Выделение опасных интервалов

На скважинах в районах ведения буровых работ с возможными проявлениями горного давления в форме сужений стволов должны быть организованы специальные исследования. Цель этих исследований заключается в выявлении факта сужения ствола скважины и в определении интервалов и характера сужений.

В геолого-техническом наряде необходимо планировать следующий минимум исследований в интервалах пластически деформирующихся пород: повторную кавернометрию или радиусометрию, термометрию, инклинометрию, комплекс геофизических исследований, позволяющих расчленять разрез по вещественному составу, плотности и влажности; поинтервальный отбор в каждом характерном пропластке керна (как крайний случай – боковыми грунтоносами), шлама и фильтрата промывочной жидкости. Следует систематически измерять профиль ствола скважины четырех-, шести- и восьмирычажными приборами в интервале пластичных пород, предусматривая, чтобы до спуска обсадной колонны, перекрывающей эти породы, было сделано не менее трех измерений. При отсутствии соответствующих приборов измерения могут быть сделаны стандартным кавернометром. Однако ценность получаемой при этом информации значительно снижается. В случае вынужденных простоев скважины замеры желательны проводить без предварительной проработки ствола, но с учетом технологической возможности. На каверно-профилеграммах необходимо отмечать: забой скважины на момент исследования; время начала и окончания подъема бурильной колонны перед проведением замера; время проведения замера; параметры бурового раствора; диаметр долота, которым проводилась проработка (или бурение).

Отбирать фильтрат бурового раствора на химический анализ следует не менее одного раза в сутки.

В первичной документации нужно регистрировать все случаи посадок, затяжек, проработок и прихватов бурильной колонны с указанием интервалов, затрат времени, принятых мер, компоновок низа бурильной колонны и т.д. Эти случаи могут быть следствием сужения ствола из-за пластических деформаций горных пород. Признаками сужений ствола могут быть также незначительные (до 1–5 л/ч) переливы бурового раствора из скважины, находящейся в покое. При закрытии устья (при достаточной герметичности ствола) в этом случае давление может быть соизмеримым (с учетом давления бурового раствора) с геостатическим.

Керн, поднятый из интервалов пластичных пород (в том числе и боковыми грунтоносами), необходимо хранить и транспортировать плотно завернутым в полиэтиленовые мешочки. В лаборатории по керновому материалу определяют вещественный состав, плотность, влажность и реологические свойства горных пород. Следует регулярно проверять техническое состояние обсадных колонн.

Если при спускоподъемных операциях в обсадной колонне, перекрывающей пластичные породы, будут обнаружены посадки или затяжки инструмента, должны быть приняты меры для исследования процесса деформирования колонны профилометрией (радиусометрией).

Уникальные в этом отношении исследования выполнены на скв. 1 Березинская Припятской впадины [186]. Бурение этой скважины было начато 16.12.1967 г. Надсолевою толщу вскрыли в интервале 0–941 м, верхнюю соль – 941–3522 м, межсолевые отложения – 3552–3643 м. При бурении наблюдались заклинивания долот и проработки на больших интервалах (150–250 м), представленных каменной солью. Долота заклинивало на глубинах 3225, 3250 и 3446 м, прихваты ликвидировали установкой ванн из пресной воды. Эти явления свидетельствовали о сужении ствола скважины в соляной толще. В связи с этим были организованы специальные исследования, в результате которых выявлено следующее. Через 14 сут после спуска первой секции промежуточной колонны диаметром 0,219 м, установленной в интервале 2434–3638 м, был замечен перелив глинистого раствора из скважины дебитом до 5 л/ч. Этот перелив продолжался и после спуска второй секции обсадной колонны диаметром 0,245×0,219 м, установленной в интервале 0–2434 м.

При проведении спускоподъемных операций в колонне происходили посадки и затяжки бурильного инструмента: вначале в интервале 3500–3546 м, а затем на глубинах 3448, 3310 и 3278 м. Для снятия кривой восстановления давления на устье скважины был смонтирован специальный прибор с записывающим устройством. Интересно отметить, что рост давления имел дискретный характер. Промежутки между очередными подъемами давления составляли от 0,5 до 3 ч. Характер подъема давления во времени был аналогичен характеру длительного деформирования образцов соляных пород в условиях одноосного сжатия. При плотности раствора в скважине $1,28 \cdot 10^3$ кг/м³ давление за 36 сут поднялось до 9,3 МПа. Наблюдения были прекращены из-за опасности разрыва обсадных труб.

Исследование процесса деформирования обсадной колонны во времени было проведено с помощью повторной профилометрии. В колонне через различные промежутки времени сняли три профилеграммы (рисунок 9.1). Анализ полученных данных показывает, что смятие обсадных труб носило прогрессирующий характер и было приурочено к интервалам, представленным каменной солью. Длительные работы по исправлению колонны оправками положительных результатов не дали, и скважина была ликвидирована.

Согласно исследованиям опасность для колонны представляет не сам факт нагружения горным давлением, а скорость нагружения. Опасны те интервалы, в которых скорость деформирования пород превышает некоторое критическое значение. В связи с этим необходимо до спуска обсадной колонны уметь определять скорость сужения ствола скважины по всему разре-

зу пластически деформирующихся пород. При определенных условиях эта задача может быть решена методом повторной кавернометрии (профилеметрии или, еще лучше, радиусометрии). Однако возможности этого метода ограничены из-за того, что в реальных условиях обычно наряду с сужением ствола скважины идет процесс кавернообразования.

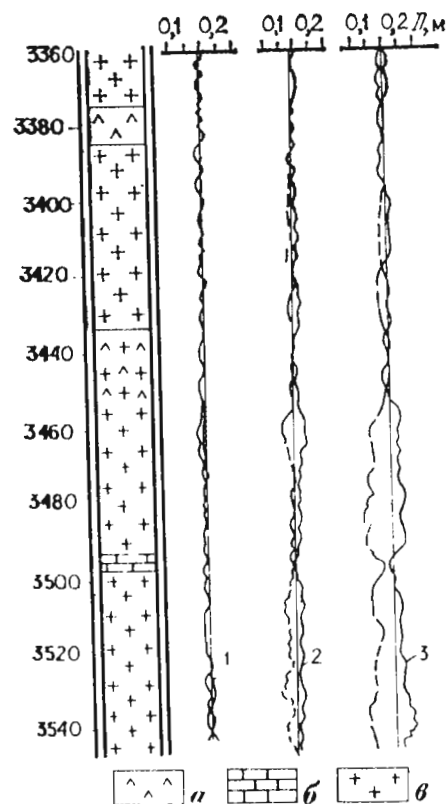


Рисунок 9.1 – Профилеграммы обсадной колонны в скв. 1-Березинская Припятской впадины в разные моменты времени: 1-е измерение; 2 – через 57 сут; 3 – через 69 сут; а – ангидрит; б – известняк; в – каменная соль

По данным кавернометрии, интервал сужения ствола можно выделить, когда скорость сужения ствола $v_c > v_k$. Определить же скорость сужения в этом интервале, если известна скорость кавернообразования v_k , можно при условии

$$(v_c - v_k)t > 2\Delta_n, \quad (9.1)$$

где Δ_n – погрешность каверномера; t – время между очередными измерениями.

Эти положения подтверждаются анализом данных повторной кавернометрии. Так, наложением кавернограмм сужение стволов в соленосных отложениях нам удалось выделить только в 12 из 30 подвергнутых обследованию скважин. В этих 12 скважинах определено 30 интервалов сужений. Скорость сужения ствола в них колебалась от $0,5 \cdot 10^{-9}$ до $29 \cdot 10^{-9}$ м/с. Поэтому наряду с повторной кавернометрией для выявления опасных интервалов рекомендуется применять расчетный метод [24, 64, 186], основанный на результатах лабораторных и теоретических исследований.

Выделение интервалов возможного нагружения обсадных труб горным давлением – ответственный этап в подготовке исходных данных для их расчета. В случае правильной оценки ситуации при этих исследованиях надежность работы обсадной колонны будет обеспечена, если для расчета обсадных труб будет применена методика, в наибольшей степени учитывающая реальные условия их нагружения.

9.3 Проверка сопротивляемости обсадных труб смятию горным давлением

В настоящее время наибольшее распространение в практике получила методика, согласно которой сминающее давление для обсадных труб в пластичных породах определяют из выражения

$$p_{см} = p_i - p_n, \quad (9.2)$$

где p_i – полное горное давление; p_n – давление внутри колонны.

Г. А. Стрелец и Б. С. Филатов (1968) на основании обширного анализа причин повреждений и устойчивости обсадных колонн в соленосных отложениях предложили $p_{см}$ рассчитывать по формуле

$$p_{см} = p_r - p_n - \tau_i, \quad (9.3)$$

учитывающей наличие в породах предельного напряжения сдвига, не релаксирующего в течение времени, сопоставимого со сроком эксплуатации обсадной колонны.

При расчетах по формулам (9.2) и (9.3) принимается, что давление горной породы на обсадную трубу передается по закону Паскаля. Практика показывает, что применение этих методик расчета не исключило всех случаев повреждения обсадных колонн. В связи с этим Г. А. Еремеев, Е. Г. Леонов и Б. С. Филатов (1974) на базе большого объема комплексных исследований по изучению механизма неустойчивости закрепленных стволов скважин предложили методику, основанную на допущении о негидростатическом характере нагружения обсадных труб горным давлением. Экспериментально ими было установлено, что наиболее тяжелые условия работы обсадной трубы в этом случае возникают при угле обхвата ее породами $\varphi = 50^\circ$. Для расчета сминающего критического давления $p_{\min}$ предложена формула

$$p_{\min} = \frac{2k_1 [2k_1 \sigma_{ct} - (p_n - p_b)] c_p}{0,63 - 0,77k_1}, \quad (9.4)$$

где $k_1 = \delta_t / d_c$ (δ_t – толщина стенки трубы; d_c – средний диаметр трубы); σ_{ct} – предел текучести материала трубы; $p_n = \rho_p' gh$ – давление столба раствора за обсадной колонной; $p_b = \rho_p'' gh$ – давление жидкости в колонне (ρ_p' – плотность бурового раствора в скважине перед спуском колонны; ρ_p'' – минимальная плотность жидкости в колонне), давление p_b рассчитывается с учетом возможного опорожнения колонны, $c_p = 0,85 \div 1,00$ – коэффициент, учитывающий снижение сопротивляемости труб от действия растягивающих усилий ($c_p = \sqrt{1 - 3A - A}$; $A = Q/2F10^6 \sigma_{ct}$; Q – осевая растягивающая сила; F – площадь кольцевого сечения трубы).

Согласно методике обсадная труба не будет смята горным давлением при условии $p_{\min} > q_k$, где q_k – контактное давление пластичной породы, определяемое из выражения

$$q_k = 3v\eta^* / d_n \quad (9.5)$$

или для приближенных расчетов

$$q_k = 3\tau_1 = 3 \cdot 0,577\sigma_1, \quad (9.6)$$

где v – скорость сужения ствола скважины; η^* – эффективная вязкость породы; d_n – наружный диаметр обсадной трубы.

Эффективную вязкость η^* авторы предлагают определять методом вдавливания в керн, отобранный в пластичных породах, стальных шариков при градиенте скорости, равном v/d_n , т. е. допускается, что $\eta^* = \eta_{\min}$.

Результаты исследований взаимодействия массивов горных пород с крепью вертикальных горных выработок, анализ промысловых данных о конфигурации открытых стволов скважин и характера нарушения обсадных колонн в них дают основание предположить, что схема негидростатического нагружения обсадных труб горным давлением является наиболее вероятной и общей для реальных условий. Исходя из представлений о гидростатическом характере нагружения обсадных колонн горными породами невозможно, например, объяснить случаи нарушений обсадных труб, рассчитанных на смятие геостатическим давлением. При такой схеме нагружения сопротивляемость обсадных труб смятию должна увеличиваться, поскольку горные породы должны противодействовать увеличению размеров поперечного сечения трубы в направлении, перпендикулярном к направлению сжатия трубы, т. е. условия работы трубы в этом случае будут облегчены из-за «эффекта поддержки». Факт повышения устойчивости обсадных труб вследствие «эффекта поддержания» горным массивом подтверждается теоретическими и лабораторными исследованиями.

Причинами негидростатического нагружения обсадных колонн горным давлением могут быть эксцентричное расположение их в стволе, некачественное заполнение цементным камнем затрубного пространства, неправильная форма поперечного сечения ствола скважины и др. О неправильной форме поперечного сечения ствола в пластичных глинах Припятской впадины свидетельствуют, например, данные профилометрии, приведенные на рисунке 9.2.

Однако состояние изученности проблемы пока не позволяет только на этом основании отдать предпочтение методике расчета, учитывающей негидростатический характер нагружения обсадных труб, так как она, как и первые две методики, базируется на априорных представлениях. В связи с этим пригодность той или иной методики для практических расчетов, видимо, целесообразно оценивать путем анализа фактического состояния обсадных колонн в пластических породах, рассчитанных по различным методикам. При этом приемлемая для практики методика должна обеспечить сохранение целостности обсадной колонны в течение всего срока ее эксплуатации без необоснованного завышения запаса прочности обсадных труб.

Такой анализ выполнен нами применительно к условиям Припятской впадины. В общей сложности исследовано состояние обсадных колонн в 136 интервалах пластичных глин и каменной соли, из которых в 15 трубы были нарушены. В процессе исследований определены коэффициенты запаса прочности на смятие обсадных труб горным давлением

$$k_1 = \frac{p_0}{p_1 - p_b}; \quad k_2 = \frac{p_0}{p_1 - p_b - \tau_1}; \quad k_3 = \frac{q_{\min}}{q_k} \quad (9.7)$$

при расчетах соответственно по первой, второй и третьей методикам. Здесь P_0 – наружное давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести.

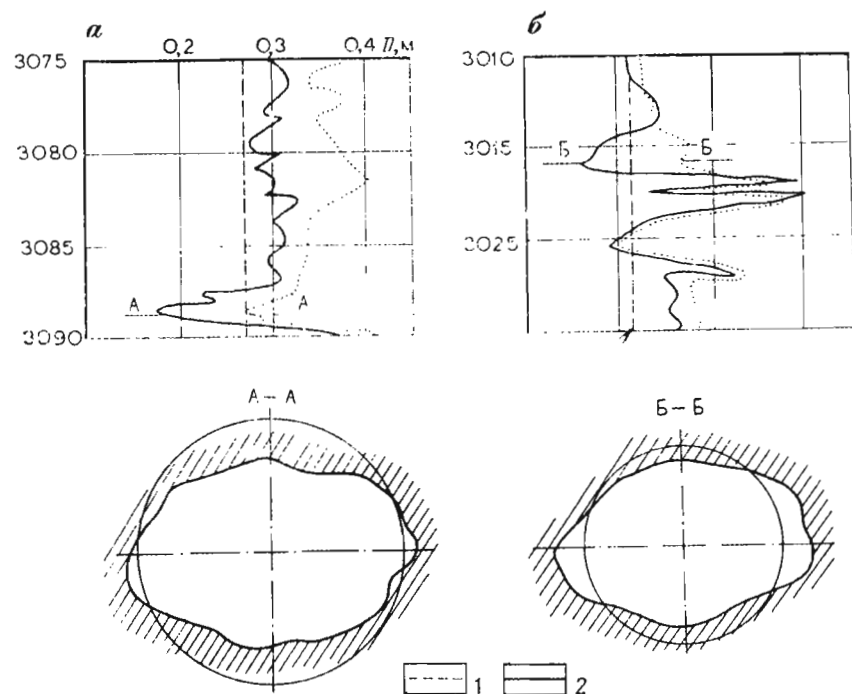


Рисунок 9.2 – Профили и поперечные сечения стволов скважин в пластичных глинах Припятской впадины:
а – скв. 1 Никулинская; б – скв. 5 Северо-Калиновская; 1 – поперечный профиль ствола по долоту; 2 – фактическое поперечное сечение

Анализ полученных данных позволил сделать вывод, что надежность работы обсадных колонн при нагружении горным давлением обеспечивается только при расчетах по методике, учитывающей негидростатический характер их нагружения. При коэффициенте $k_3 \geq 1$ случаев нарушения обсадных колонн установлено не было, в то же время при $k_1 \geq 1$ нарушения обсадных колонн происходили в семи случаях, а при $k_2 \geq 1$ – в пяти.

Однако, как показали исследования, расчеты по этой методике при условии охвата трубы породой $\varphi = 50^\circ$ (наиболее тяжелый случай нагружения) приводят к необоснованному завышению прочности обсадных труб: большинство из них сохраняет целостность при коэффициенте запаса прочности на смятие негидростатическим давлением горных пород, существенно меньшем единицы. Так, при $k_3 < 1$ было рассмотрено 69 случаев работы обсадных колонн в толщах каменной соли и 47 – в пластичных глинах. В отложениях каменной соли не были нарушены колонны в 65 случаях, а в пластичных глинах – в 36 случаях. Причиной того, что обсадные трубы сохраняют целостность при $k_3 < 1$, является, видимо, несоответствие принятой схемы нагружения реальным условиям. В частности, можно предположить, что «запайка» обсадных труб в горный массив (после чего условия их работы существенно облегчаются вследствие «эффекта поддержки» трубы горными породами) происходит при угле охвата $\varphi \neq 50^\circ$, когда фактическое сминающее критическое давление для трубы $P_\phi > P_{min}$. В связи с тем, что реальную схему нагружения обсадных труб прогнозировать пока невозможно, степень облегчения их работы вследствие «эффекта поддержки» рекомендуется учитывать введением специальных коэффициентов, получаемых на основании анализа промысловых данных, тогда

$$P_\phi = \beta P_{min}, \quad (9.8)$$

где β – поправочный коэффициент, устанавливаемый по результатам обследования работы обсадных колонн.

Согласно исследованиям авторов для условий, например, Припятской впадины коэффициент β рекомендуется принимать равным 3,8 и 1,4 при расчетах обсадных труб, предназначенных для крепления интервалов залегания соответственно каменной соли и пластичных глин.

С учетом поправочных коэффициентов надежность работы обсадных колонн в пластичных породах будет обеспечена при условии $P_\phi = \beta P_{min} > q_k$.

При расчетах необходимо исходить из наиболее тяжелых условий работы секции обсадной колонны, составленной из труб одинакового размера и одной группы прочности стали. Поэтому на сопротивляемость смятию горным давлением необходимо проверять обсадную трубу, которая будет установлена в нижней части интервала пластичных пород.

Когда вещественный состав породы в интервале сужений стенок скважины не установлен, значение поправочного коэффициента β принимается равным единице.

Практическое применение рассмотренной методики иллюстрируется следующим примером.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Глубина скважины 3950 м; начальный радиус ствола скважины в соленосной толще 0,135 м; интервалы залегания, м: соленосной толщи 3920–3240, пропластков пластичных глин 3460–3470, 3480–3487, 3530–3540, 3560–3590, каменной соли – остальная часть соленосной толщи; интервал установки обсадной колонны 3950–3140 м; диаметр обсадной колонны 0,219 м.

Характеристику обсадных труб, установленных в соленосной толще, рассчитывают по стандартной методике: группа прочности стали Е, толщина стенки 0,010 и 0,012 м; плотность бурового раствора, 10^3 кг/м^3 : перед спуском колонны 1,32, при ее эксплуатации 1,22; средневзвешенная плотность пород из расчетных сечений до поверхности земли $2,2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Глубина опорожнения колонны не планируется; пластовая температура в интервале соленосной толщи 75–90°C; влажность каменной соли 0,3%; предел текучести, МПа: каменной соли (рисунок 9.3 «а») 11,6, пластичных глин (по данным промысловых исследований) 3,2; вязкость каменной соли, МПа·с: пластическая (рисунок 9.3 «б») $2,1 \cdot 10^9$, эффективная (по формуле

$\eta^* = \frac{1}{3} \eta_0$) $0,7 \cdot 10^9$; предел текучести материала труб 550 МПа; отношение тол-

щины стенки трубы к ее среднему диаметру для труб с толщиной стенки 0,01 м – 0,047, 0,012 – 0,056; коэффициенты: $c_p = 1,0$, для глин $\beta = 1,4$, для каменной соли $\beta = 3,8$.

РАСЧЕТ

Подставляя исходные данные в формулу (9.4), определяем минимальное сминающее давление обсадных труб на глубине 3920 м (наиболее тяжелые условия их нагружения): для труб группы прочности Е с толщиной стенки 0,01 м $p_{\min} = 6,7 \text{ МПа}$; для труб той же группы прочности с толщиной стенки 0,012 м $p_{\min} = 9,6 \text{ МПа}$.

Подставляя исходные данные в формулу (2.37), находим скорость сужения стенок скважины в каменной соли на глубине 3920 м; $v = 4,67 \cdot 10^{-9} \text{ м/с}$.

По формуле (9.5) определяем контактное давление для каменной соли $q_k = 11,5 \text{ МПа}$; для пластичных глин $q_k = 4,0 \text{ МПа}$.

Коэффициенты запаса прочности на смятие горным давлением труб группы прочности Е с толщиной стенки 0,01 м: в пластичных глинах $\alpha = 1,68$; в каменной соли $\alpha = 0,58$.

То же для труб с толщиной стенки 0,012 м: в пластичных глинах $\alpha = 2,4$; в каменной соли $\alpha = 0,83$.

Таким образом, трубы, которые планируется установить в пластичных глинах, удовлетворяют условию прочности на смятие горным давлением, а в каменной соли – не удовлетворяют и должны быть заменены более прочными.

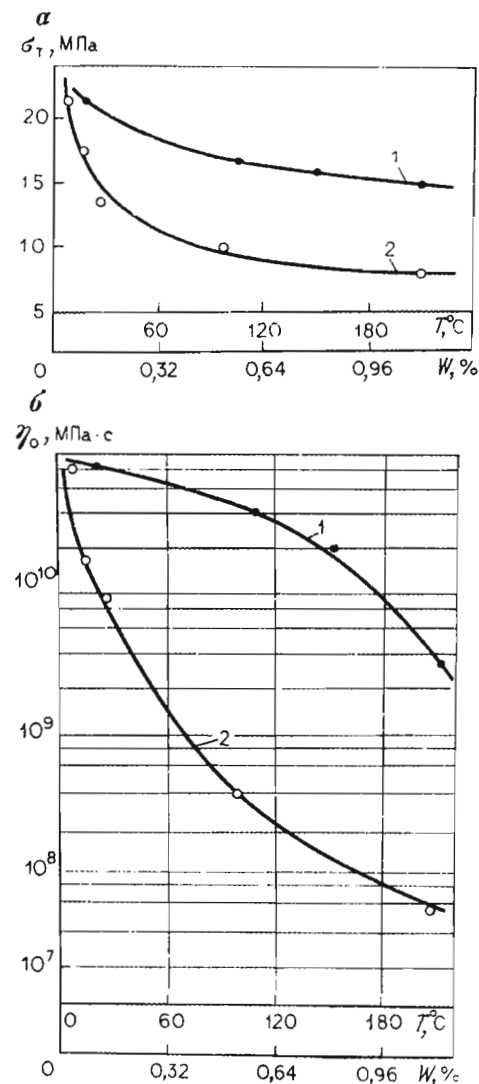


Рисунок 9.3 – Зависимость предела текучести (а) и пластической вязкости (б) каменной соли от температуры при $W \leq 0,4\%$ (кривая 1) и от влажности при $T = 18 \div 20^\circ\text{C}$ (кривая 2)

При креплении скважин, в которых возможны проявления горного давления в форме сужений стенок, следует принимать все меры, чтобы нагружение обсадных труб горными породами было по возможности близким к гидростатическому: тщательная проработка ствола, недопущение больших размеров каверн, центровка обсадной колонны, качественное заполнение затрубного пространства цементным раствором и др. Наряду с этим особое внимание необходимо уделять подбору рецептур тампонажных материалов: цементный камень должен иметь высокую коррозионную стойкость к магнезиальной и другим видам агрессии, а также обладать способностью к длительному деформированию, примерно одинаковой с перекрываемыми пластичными породами.

Промысловая проверка разработанных рекомендаций была осуществлена при проводке поисково-разведочных скважин на площадях Припятской впадины.

В этом районе имели место случаи нарушений обсадных колонн в каменной соли и высокопластичных внутрисолевых глинах. Так, за 1965–1975 гг. обсадные трубы были смяты в 14 интервалах, в том числе: в пластичных глинах – скв. 2, 13 Восточно-Первомайские; 22, 74 Осташковичские; 15, 25 Речицкие; 3, 7, 8 Тишковские; в каменной соли – скв. 1 Березинская; 2 Северо-Хойниковская; 2 Восточно-Первомайская.

Длительные и трудоемкие работы по исправлению деформированных участков обсадных колонн нередко заканчивались потерей скважин. Например, в тресте «Белнефтегазразведка» были ликвидированы скв. 25 Речицкая и 1 Березинская с убытками соответственно 464 085 и 840 697 руб. (в ценах 1965–1975 гг.).

Проведенные исследования позволили установить, что причиной смятия обсадных труб является недостаточная их сопротивляемость негидростатическим нагрузкам, обусловленным горным давлением. В связи с изложенным здесь, с 1969 г. стали применять методы, направленные на предупреждение нарушений обсадных колонн. На первом этапе интервалы, опасные в отношении смятия обсадных труб, определяли на основании данных повторной кавернометрии.

Обсадные трубы для крепления этих интервалов рассчитывали на смятие геостатическим давлением с использованием формулы (9.2). Если трубы необходимой прочности отсутствовали, то конструкции скважины изменяли таким образом, чтобы не крепить опасные интервалы. Например, в связи с выделением опасных интервалов в скв. 7 Шатилковская в верхней (890–3669 м) и нижней (4136–4490 м) соленосных толщах и отсутствием труб достаточной прочности было решено не спускать промежуточную колонну диаметром 0,219·0,245 м на глубину 3700 м и эксплуатационную колонну диаметром 0,146 м на глубину 4710 м. Перспективные горизонты опробовали испытателем пластов. Скважина была успешно закончена бурением с экономией около 300 тыс. руб.

Эти мероприятия позволили полностью исключить случаи нарушений обсадных колонн. Однако в тех случаях, когда избежать спуска обсадной колонны было невозможно, для их реализации требовались высокопрочные дефицитные трубы, способные выдержать полное горное давление. Поэтому в дальнейших исследованиях было необходимо оценить точность и надежность повторной кавернометрии в качестве способа выделения опасных интервалов, а также выяснить возможность надежного их крепления менее прочными обсадными трубами. В результате были выявлены следующие особенности проявления горного давления в соленосных отложениях.

Возможности повторной кавернометрии для выделения интервалов, опасных в отношении смятия обсадных труб, ограничены. Выделить интервал сужения и определить скорость сужения стенок скважины этим методом можно при известной скорости кавернообразования только в том случае, когда скорость сужения значительно больше скорости кавернообразования.

Большинство обсадных труб в интервалах пластически деформирующихся пород не сминается при коэффициентах запаса прочности на смятие горным давлением, значительно меньших единицы. Отсюда вытекало, что крепить повсеместно пластически деформирующиеся породы обсадными трубами, рассчитанными на геостатическое давление, нецелесообразно.

В некоторых случаях обсадные трубы были повреждены при коэффициентах запаса прочности на смятие геостатическим давлением больших единицы. Эти особенности послужили основанием для разработки изложенной выше методики комплексных исследований по выделению опасных материалов и проверки сопротивляемости обсадных труб смятию горным давлением.

Анализ опыта внедрения разработанных рекомендаций показал их простоту и доступность для инженерной практики. Подбор обсадных труб для крепления пластически деформирующихся пород на основе этих рекомендаций позволяет составлять надежные и, сравнительно с расчетом на полное горное давление, менее тяжелые обсадные колонны. Экономический эффект от их реализации в условиях Припятской впадины составляет 6,33 руб. на 1 м крепления соленосных отложений. Кроме того, при этом обеспечивается надежность эксплуатации обсадных труб.

Внедрение изложенных рекомендаций при бурении во всех районах распространения пластически деформирующихся пород будет способствовать предупреждению нарушений обсадных колонн горным давлением и позволит получать значительный эффект в результате сокращения расхода высокопрочных обсадных труб.

9.4 Разработки УкрНИГРИ по обеспечению целостности обсадных колонн в интервалах пластически деформирующихся пород

За последние годы в Полтавском отделении УкрНИГРИ (Ю. А. Еремев) выполнены интересные исследования, в результате которых предложен ряд мероприятий по повышению надежности крепления скважин с неустойчивыми породами.

Особое внимание уделено калийно-магниево-отложениям. Их бурение с промывкой растворами на водной основе сопровождается интенсивным кавернообразованием. Обеспечить замещение промывочной жидкости цементным раствором в образующихся неправильной формы и значительных размеров кавернах чрезвычайно трудно. В связи с этим возникает опасность нарушения обсадных колонн в результате смятия или изгиба под воздействием пластически деформирующихся пород. Наиболее реальным в этих условиях является негидростатический характер нагружения обсадных пород.

Контактное давление пород на обсадные трубы рекомендовано определять по формуле $q_k = 3k$, где $k = \sigma_0 / 2$ – пластическая «постоянная»; σ_0 – временное сопротивление породы одноосному сжатию.

Справедливо отмечается, что достоверность оценки q_k возможна при испытании ядерного материала на одноосное сжатие по принятым в механике горных пород методикам.

Если этого материала нет или недостаточно, то параметр предложено определять по данным промысловых исследований. Для этого после вскрытия пластически деформирующихся пород герметизируют устье (или интервал неустойчивых пород) и контролируют рост давления в герметизированном пространстве. После его стабилизации постоянную k вычисляют по формуле

$$k = \frac{H}{10^5} \left[p_{\text{н}} - \left(p_p + \frac{10^5 p_{\text{изб}}}{H} \right) \right], \quad (9.9)$$

где H – глубина залегания неустойчивых пород; $p_{\text{изб}}$ – избыточное давление в герметизированном пространстве.

При проверке сопротивляемости труб горному давлению критическую сминающую нагрузку рассчитывают по формуле (9.4).

Если имеющиеся в наличии трубы не позволяют обеспечить условие $p_{\text{мин}} \geq q_k$, то предусматривается временное упрочнение запроектированных обсадных труб цементным мостом, который оставляют внутри обсадной колонны против интервала неустойчивых пород с перекрытием их кровли и подошвы на 25 м.

Минимальная прочность цементного моста для этой цели должна соответствовать

$$\sigma_{\text{н}} = 1,3(q_k - p_{\text{мин}}), \quad (9.10)$$

где $\sigma_{\text{н}}$ – временное сопротивление цементного камня одноосному сжатию.

Допустимое время для набора цементным камнем прочности $\sigma_{\text{н}}$ определяют из выражения

$$t_k \leq \frac{D_k - d}{2v}, \quad (9.11)$$

где D_k – расчетный диаметр скважины в зоне ядра течения неустойчивых пород на момент цементирования обсадной колонны; $D_k = D_{\text{н}} - 2vt_{\text{сп}}$ ($D_{\text{н}}$ – диаметр скважины в зоне ядра течения неустойчивых пород перед спуском колонны; $t_{\text{сп}}$ – время спуска обсадной колонны); d – диаметр обсадных труб; v – скорость сужения ствола скважины, определяется по данным повторной кавернометрии.

Время от момента установки до удаления упрочняющего моста вычисляется по формуле

$$t_{\text{м}} = D_k / 2v. \quad (9.12)$$

Время $t_{\text{б}}$, безопасное для спуска и цементирования обсадной колонны, предлагается рассчитывать исходя из условия, исключающего опасность его изгиба до момента набора цементным в затрубном пространстве необходимой прочности. Это условие записывается в виде

$$t_{\text{б}} = t_{\text{н}} + t_{\text{ск}} + t_{\text{п}} \leq t_p, \quad (9.13)$$

где $t_{\text{н}}$ – время от последней проработки скважины до спуска колонны; $t_{\text{ск}}$ – время спуска и цементирования колонны; $t_{\text{п}}$ – расчетное время набора цементным камнем прочности, сопоставимой с прочностью горных пород в стенках скважины в интервале проявления горного давления; $t_p = (D - d) / 2v$; D – наименьший диаметр скважины в верхней части каверны.

Делается правильный, на наш взгляд, вывод о том, что расчет сопротивляемости обсадной колонны на изгиб при одностороннем нагружении пластически деформирующимися породами практически не имеет под собой реальной основы. Действительные условия работы обсадных труб на изгиб в таких случаях предусмотреть пока невозможно.

Поэтому для того чтобы исключить опасность повреждения обсадных колонн изгибающими нагрузками, нужно использовать технологические приемы: не допускать образования каверн, обеспечивать полное заполнение затрубного пространства тампонажным материалом и др.

9.5 Уточненная методика расчета обсадных труб на смятие горным давлением

В исследованиях Ю. А. Еремеева, Е. Г. Леонова и др. расчеты на смятие обсадных труб пластичными горными породами предложено проводить при схеме нагружения (рисунок 9.4 «а»), включающей гидростатическое обжатие наружным (p_n) и внутренним (p_v) давлением раствора и негидростатическое давление горной массы. Нагружение обсадной трубы рассчитывают при угле охвата 2ψ . Выведенные формулы получены из известных предположений о влиянии граничных условий, что ведет к расчету кольца единичной ширины и углов охвата 45° (И. Г. Узумов, Э. И. Узумов, 1971) и 50° (Ю. А. Еремеев, Е. Г. Леонов, Б. С. Филатов, 1974). Показаны результаты экспериментов в сравнении с теоретическими зависимостями [41, 42, 106].

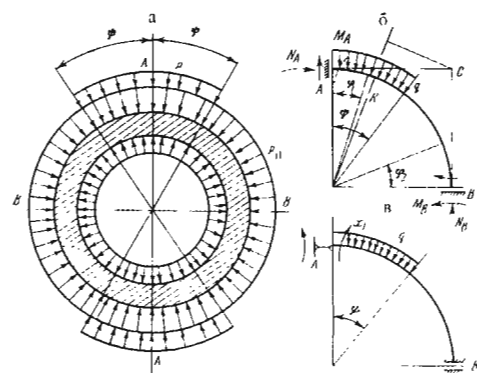


Рисунок 9.4 – Расчетная схема обсадной трубы на смятие:
а – упрощенная схема нагружения; б – основная расчетная схема; в – основная система метода сил основной системы

На основании выполненных нами исследований [24, 64, 186] было установлено, что формулы для расчета обсадных труб, приведенные в рабо-

тах Ю. А. Еремеева, содержат ошибку, возникшую из-за неточного принятия расчетного сечения кольца. В итоге определены причины, повлекшие за собой значительное отклонение теоретической количественной оценки в определении критического давления смятия горными породами обсадных труб. Одновременно расширено решение задачи в упругопластическую область.

Схема нагружения обсадной трубы (кольца единичной ширины) имеет две оси симметрии А–А и В–В (рисунок 9.4 «а»), поэтому в местах их пересечения с контуром кольца асимметричные внутренние поперечные силы равны нулю. Это позволяет принять в качестве расчетной схемы кольца его четверть (рисунок 9.4 «б»). Для вскрытия статической неопределимости применен метод сил с выбором основной системы, как показано на рисунке 9.4 «в». Ввиду особенностей постановки задачи приводим ее решение.

Построим эпюры усилий $M_i(\varphi)$, $M_p(\varphi)$ (рисунок 9.5). Из условия равенства нулю относительного поворота верхнего сечения получим каноническое уравнение метода сил

$$\delta_{11}x_1 + \Delta_{1p} = 0, \quad (9.14)$$

в котором δ_{11} и Δ_{1p} – коэффициенты влияния.

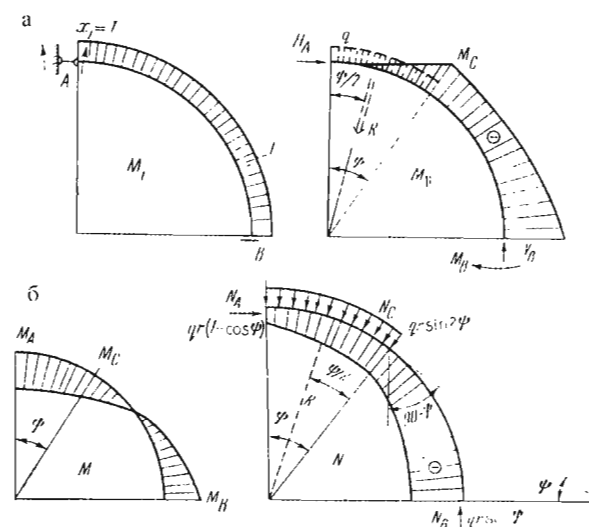


Рисунок 9.5 – Эпюры от единичного M_i и грузового M_p нагрузок основной системы, результирующие эпюры моментов M и продольных сил N

Пренебрегая влиянием нормальных и поперечных сил на деформацию, записываем выражение для коэффициентов влияния.

$$\delta_{11} = M_1(\varphi) \frac{1}{EI} \int_0^{\pi/2} [M_1(\varphi)]^2 d\varphi, \quad (9.15)$$

$$\Delta_{1p} = \frac{1}{EI} \int_{\varphi_1} M_1(\varphi) M_p(\varphi) d\varphi, \quad (9.16)$$

где EI – жесткость кольца на изгиб (другие обозначения ясны из рисунков).

Приведем выражение моментов $M_1(\varphi)$ и $M_p(\varphi)$ по участкам $0 \leq \varphi_1 \leq \Psi$

$$M_1(\varphi_1) = -1, \quad M_p(\varphi_1) = qr^2 \cos \psi (1 - \cos \psi), \quad 0 \leq \varphi_2 < \frac{\pi}{2} - \psi, \quad (9.17)$$

$$M_2(\varphi_2) = -1, \quad M_p(\varphi_1) = qr^2 (\cos \psi - 1 + \sin \psi \cos \psi_2). \quad (9.18)$$

Приведем также формулы для определения некоторых величин, необходимых для дальнейших выкладок,

$$\rho = r \left(\cos \frac{\psi}{2} - \sin \frac{\psi}{2} \right), \quad (9.19)$$

$$R = 2qr \sin \frac{\psi}{2}, \quad (9.20)$$

$$N_A = qr(1 - \cos \psi), \quad (9.21)$$

$$N_B = qr \sin \psi. \quad (9.22)$$

Подставляя выражения (9.17), (9.18) в формулы (9.15), (9.16) получаем

$$\delta_{11} = \frac{\pi}{2EI}; \quad \Delta_{1p} = \frac{qr^2}{EI} \left[\frac{\pi}{2} (\cos \psi - 1) + \psi \right]. \quad (9.23)$$

С помощью формул (9.14), (9.22) найдем выражения для x_1 , а затем и формулы для изгибающих моментов по участкам

$$M_1(\varphi_1) = M_p(\varphi_1) + M_1(\varphi_1)x_1 = qr^2 \left(\cos \psi \cos \varphi_1 + \frac{2}{\pi} \psi - 1 \right), \quad (9.24)$$

$$M(\varphi_2) = M_p(\varphi_2) + M_1(\varphi_2)x_1 = qr^2 \left(\frac{2}{\pi} - \sin \psi \cos \varphi_2 \right). \quad (9.25)$$

Аналогичные расчеты проведем и для нормальной силы, из которых получим в сечениях A и B нормальные силы, вычисляемые по формулам (9.21), (9.22).

Используя приведенные выражения, строим эпюры моментов и нормальных сил (рисунок 9.5). На эпюре M

$$M_A = qr^2 \left(\frac{2}{\pi} \psi + \cos \psi - 1 \right); \quad (9.26)$$

$$M_B = qr^2 \left(\sin \psi - \frac{2}{\pi} \psi \right); \quad (9.27)$$

$$M_C = qr^2 \left(\frac{2}{\pi} \psi - \sin^2 \psi \right). \quad (9.28)$$

Для дальнейшего анализа найдем также выражение прогибов сечений A и B . Для этого основной системе метода сил построим эпюры $\bar{M}_1(\varphi)$ и $\bar{M}_2(\varphi)$ от единичных загрузок и используем формулу Максвелла-Мора

$$f_i(\psi) = \frac{1}{EI} \sum \int \bar{M}_i(\varphi) M(\varphi) d\varphi, \quad i = A, B.$$

Опуская подробности выкладок (они аналогичны вычислению коэффициентов влияния), получаем

$$f_A(\psi) = \frac{qr^3}{EI} \left\{ \frac{2}{\pi} \psi - \sin \psi + \frac{\psi}{2} \cos \psi \right\}, \quad (9.29)$$

$$f_B(\psi) = \frac{qr^3}{EI} \left\{ \frac{2}{\pi} \psi - \sin \psi + \frac{\psi}{2} \cos \psi \right\}. \quad (9.30)$$

Найдем углы φ и ψ , при которых получим наиболее напряженное сечение. Анализ формул (9.21), (9.22), (9.24), (9.25) показывает, что наиболее напряженными будут сечения A и B , для которых моменты и продольные силы определяются формулами (9.21), (9.22), (9.26), (9.27). Для определения угла ψ , при котором величины моментов и нормальных сил наибольшие, используем формулу

$$\sigma = \frac{M}{W} + \frac{N}{F}, \quad (9.31)$$

где W , F – соответственно момент сопротивления и площадь сечения.

Подставим в формулу (9.31) выражения для M_A и N_A (сечение A), возьмем производную по ψ и, введя обозначение $k = \delta/2r$, получим

$$\frac{d\sigma_A}{d\psi} = \frac{q}{2k} \left[\frac{\sigma}{\pi k} + \left(1 - \frac{3}{k} \right) \sin \varphi \right] = 0, \quad (9.32)$$

откуда

$$\psi = \arcsin \frac{6}{\pi(3-k)}. \quad (9.33)$$

Из сортамента обсадных труб имеем $0.025 < k < 0.08$. Анализируя влияние параметра k на величину угла охвата, видим, что это влияние незначительно. Из (9.33) получаем $\psi = 40^\circ$, при котором $M_{\max A} = 0,2105 q r^2$; $N_A = 0,234 q r$; $M_B = 0,1983 q r^2$; $N_B = 0,6428 q r$. Подставив полученные значения в формулу (9.31) и введя в нее σ_T – предел текучести материала труб, получим критическое давление соответственно из условия прочности для сечений A и B :

$$q_{\max A} = \frac{\sigma_T k^2}{0,3162 + 0,117k}, \quad (9.34)$$

$$q_{\max B} = \frac{\sigma_T k^2}{0,2974 + 0,3214k}. \quad (9.35)$$

Оценивая соотношение полученных в (9.34) и (9.35) величин, находим, что при $k \leq 0,08$ $q_{\min A} < q_{\min B}$.

Аналогичные операции можно проделать и для сечения B :

$$\frac{d\sigma_B}{d\psi} = \frac{q}{2k} \left[\frac{3}{k} \left(\cos \psi - \frac{2}{\pi} \right) + \cos \psi \right] = 0, \quad (9.36)$$

откуда

$$\psi = \arccos \psi \frac{\sigma}{\pi(3+k)} \approx 50^\circ. \quad (9.37)$$

Определяем $M_{\max B} = 0,2105 q r^2$.

Используя формулы (9.29), (9.30), находим также, что $f_A(\psi = 40^\circ) > f_B(\psi = 40^\circ)$.

Запишем выражение для минимального давления горных пород, полученного из условия прочности в упругой стадии работы материала трубы

$$q_{\min} = \frac{2k^2 \sigma_T}{3/\pi [2\psi + \pi(\cos \psi - 1)] + k(1 - \cos \psi)}. \quad (9.38)$$

Найдем предельную сминающую нагрузку q_1 . Предельное состояние может наступить при появлении пластических шарниров в начале сечения A , затем в сечении B , тогда

$$M_A = M_B = M_{\text{пр}} = \sigma_T W_{\text{пл}}, \quad (9.39)$$

где $M_{\text{пр}}$ – предельный момент в сечении, соответствующий возникновению пластического шарнира; $W_{\text{пл}} = \delta^2/4$ – пластический момент сопротивления сечения.

Условие предельного равновесия имеет вид суммы моментов всех сил относительно точки C (рисунок 9.4 «б»)

$$\sum M_C(F_k) = M_A + M_A - R\rho = 0, \quad (9.40)$$

где моменты определяются по формуле (9.39), а q и R – по формулам (9.19) и (9.20).

Опуская элементарные выкладки, получаем

$$q_1 = \frac{2\sigma_T k^2}{\sin \psi + \cos \psi - 1}. \quad (9.41)$$

В формуле (9.39) предельный момент вычислен без учета нормальной силы. Определим относительную погрешность $\bar{\Delta}$ для оценки влияния нормальной силы. При давлении $q_1 N_A = q_1 r (1 - \cos \psi)$, $N_B = q_1 r \sin \psi$, причем $N_B \geq N_A$, поэтому примем $N_{\text{пр}} = N_B$.

Для определения величины $\bar{\Delta}$ используем формулу

$$\begin{aligned} \bar{\Delta} &= \frac{N_{\text{пр}}^2}{M_{\text{пр}} 4\sigma_T} 100\% = \frac{q_1^2 r^2 \sin^2 \psi}{\sigma_T \delta^2 4 \cdot 4\sigma_T (\sin \psi + \cos \psi - 1)^2} = \\ &= k^2 \frac{\sin^2 \psi}{(\sin \psi + \cos \psi - 1)^2} \cdot 100\%. \end{aligned} \quad (9.42)$$

Подставляя сюда $\psi = 40^\circ$ и $k = 0,08$, получаем $\bar{\Delta} = 2\%$; при $\psi = 60^\circ$ и $k = 0,08$ находим, что $\bar{\Delta} = 5\%$, т. е. погрешность растет вместе с продольной силой с увеличением угла охвата ψ . Определим отношение $n = q_1/q_{\min}$, причем в формуле для $q_{\min}$ также опустим член, связанный с продольной силой. В результате получим

$$n = \frac{3 \cdot \pi [2\psi + \pi(\cos \psi - 1)]}{\sin \psi + \cos \psi - 1}. \quad (9.43)$$

Теперь предположим процедуру, позволяющую учесть влияние нормальной силы, в основу которой положим процесс последовательных приближений, изложенный в курсах сопротивления материалов.

Из условий прочности в предельном состоянии имеем выражение для предельного момента

$$M_{np} = \left(W_{np} - \frac{N_2^{np}}{4\sigma_1 b} \right) \sigma_1, \quad (9.44)$$

где $b = 1$ – ширина кольца.

Составим выражение для вычисления моментов в сечениях A и B , используя формулы нормальных сил (9.21), (9.22), в которые подставим значения нагрузки по формуле (9.41), в результате чего получим

$$M_{npA} = \left(W_{np} - \frac{k^4 r^2 (1 - \cos \psi)^2}{(\sin \psi + \cos \psi - 1)^2} \right), \quad (9.45)$$

$$M_{npB} = \left(W_{np} - \frac{k^4 r^2 \sin^2 \psi}{(\sin \psi + \cos \psi - 1)^2} \right). \quad (9.46)$$

Подставляя эти выражения в уравнение равновесия (9.40), после элементарных преобразований получим выражение для определения уточненной предельной нагрузки q^* с учетом нормальных сил

$$q^* = q_1 [1 - k^2 \eta_1(\psi)], \quad (9.47)$$

где $\eta_1(\psi) = \frac{1 - \cos \psi}{(\sin \psi + \cos \psi - 1)^2}$ – функция, учитывающая влияние нормальных сил.

На этом заканчивается первый этап. Второй этап выполняется в той же последовательности, но в качестве сминающего давления для вычисления моментов в уравнении (9.40) берется q^* по формуле (9.47). Заметим, что предложенный процесс последовательных приближений сходится быстро и нет необходимости в выполнении второго и последующих этапов.

Из формулы (9.41) при $\psi = 45^\circ$ получим минимальную предельную сминающую нагрузку

$$q_{min}^* = 4,828 k^2 \sigma_1 (1 - 1,707 k^2) \quad (9.48)$$

Влияние нормальной силы при углах охвата $\psi \leq 60^\circ$ практически незначительно, например, при $k = 0,08$ оно порядка 1%.

Используем предложенную процедуру для определения сминающей нагрузки q^{**} с учетом гидростатического обжатия давлением $\Delta p = p_H - p_B$. Для этого выполним все действия первого этапа, добавив к нормальным силам слагаемые от равномерного обжатия

$$N_A = q_1 r (1 - \cos \psi) + \Delta p r, \quad (9.49)$$

$$N_B = q_1 r \sin \psi + \Delta p r, \quad (9.50)$$

где q_1 определяется формулой (9.41). Проведя выкладки, получим

$$q^{**} = q_1 (1 - k^2 \eta_1(\psi)) - k^2 (p_H - p_B) \eta_2(\psi) - \frac{(p_H - p_B)^2}{2\sigma_1} \eta_3(\psi), \quad (9.51)$$

$$\eta_2(\psi) = \frac{1 + \sin \psi - \cos \psi}{(\sin \psi + \cos \psi - 1)^2};$$

где

$$\eta_3(\psi) = \frac{1}{\sin \psi + \cos \psi - 1}.$$

Поправочные функции $\eta_i(\psi)$ отражают влияние нормальных сил гидростатической и негидростатической составляющих давления. Вводя безразмерные переменные

$$\bar{q}^{**} = q^{**} / \sigma_1, \quad \bar{q}_1 = q_1 / \sigma_1, \quad \bar{\Delta p} = (p_H - p_B) / \sigma_1, \quad (9.52)$$

преобразуем выражение (9.51) к виду

$$\bar{q}^{**} = \bar{q} (1 - k^2 \eta_1(\psi)) - k^2 \bar{\Delta p} \eta_2(\psi) - \frac{1}{2} \bar{\Delta p}^2 \eta_3(\psi). \quad (9.53)$$

При $\psi = 45^\circ$ получим выражение для минимальной предельной сминающей нагрузки от всего комплекса нагрузок по рисунку 9.4:

$$\bar{q}^{**} = 4,828 (1 - 1,707 k^2) k^2 - 5,828 k^2 \bar{\Delta p} - 1,207 \bar{\Delta p}^2. \quad (9.54)$$

В работах [72, 105] приведены результаты теоретических и экспериментальных исследований обсадных труб на сжатие гидростатическим давлением пластических пород. На полученные графики нанесем теоретические зависимости, полученные в нашей работе. Так, на рисунке 9.6 «а» дана

кривая 4, построенная по формуле (9.38). Здесь видно почти полное ее совпадение с экспериментальной кривой 3 вплоть до $2\psi = 80^\circ$, в то же время теоретические зависимости авторов [72] проходят в стороне от экспериментальной кривой. Отсюда следует, что минимальный угол охвата обсадной трубы давлением горной массы, соответствующий наиболее тяжелым условиям работы трубы ближе к 40° .

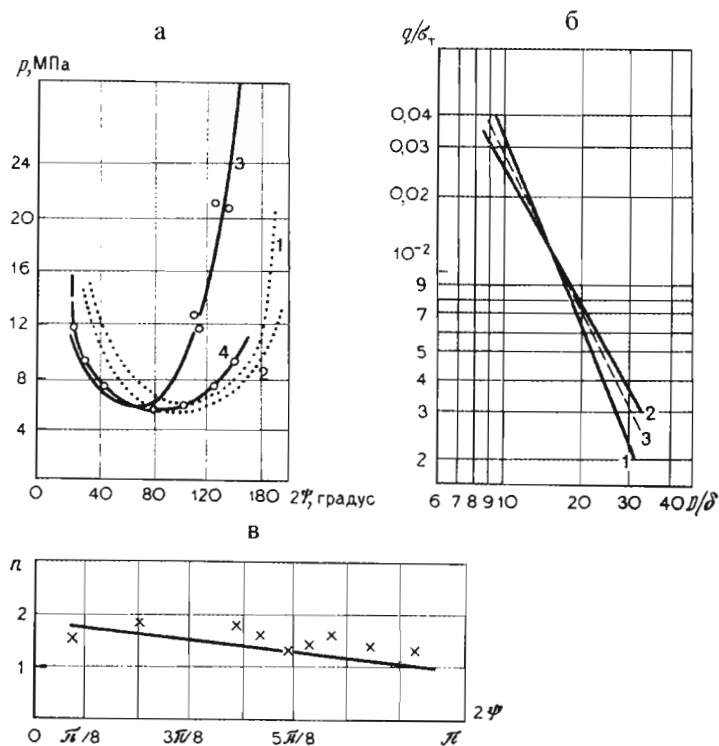


Рисунок 9.6 – Теоретические и экспериментальные зависимости

Заметим, что кривая 2 (рисунок 9.6 «а») построена по формуле

$$q = \frac{2k^2\sigma_1}{3/\pi(\pi \sin \psi - 2\psi) + k \sin \psi}, \quad (9.55)$$

соответствующей принятому в работах [72, 105] расчетному сечению B ; кривая 1 построена по формуле (9.55), если в ней пренебречь влиянием нормальной силы.

Таким образом, утверждения авторов [72] о минимальном угле охвата $\psi = 50^\circ$ основаны, вероятно, не на экспериментальном материале, а на ошибочно принятых зависимостях M_p , N_p для сечения B .

Применение формулы (9.55) в практике расчетов связано с введением ряда эмпирических коэффициентов, повышающих минимально допустимое негидростатическое давление на обсадные трубы.

На рисунке 9.6 «б» в сравнении с опытными и теоретическими данными представлена теоретическая зависимость 3, полученная из уравнения (9.38) при $\psi = 40^\circ$. Видно, что она ближе расположена к экспериментальной кривой 1, чем полученная авторами [72] зависимость 2. Рассмотрим предельное состояние обсадной трубы, находящейся под предельным сминающим давлением. В работе [72] получены только опытные результаты для различных отрезков труб и различных k . Найдено, что предельное сминающее давление примерно в 2 раза превосходит давление, рассчитанное по формуле (9.57). Проведенные исследования, формулы (9.38), (9.41), позволили найти соотношение между этими давлениями (9.43). Данные расчетов наложены на опытные точки (рисунок 9.6 «в») при $k = 0,0608$. Результаты совпали. Кроме того, подтверждается тенденция $n \rightarrow 1$ при $2\psi \rightarrow \pi$, что объясняется увеличивающимся влиянием продольной силы. Здесь не приводится более точный расчет по (9.49), (9.38), практически эта зависимость сливается с данной на рисунке 9.6 «в».

Таким образом, получены следующие теоретические и экспериментальные результаты:

- минимальный угол охвата негидростатическим давлением горной пластической массы, соответствующей наиболее тяжелым условиям нагружения трубы с допущением остаточных деформаций, должен быть принят $2\psi = 2 \times 45^\circ$;
- предельное негидростатическое давление, вызывающее разрушение (возникновение остаточных деформаций) обсадных труб, определяется по формуле (9.54);
- расчет обсадных труб по полной схеме, т.е. с учетом негидростатической и гидростатической составляющих давления горной массы, должен производиться по формуле (9.54). Причем вводить в расчет какой-либо коэффициент запаса не обязательно, так как имеется резерв прочности, основанный на учете упрочнения при переходе напряжений через σ_1 . Для применяемых труб отношение предела прочности к пределу текучести колеблется в диапазоне 1,15–1,73.

На рисунке 9.7 даны серии кривых при различных значениях для трех формул: Ляме, УкрНИГРИ и авторов. Все формулы приведены для сравнения к одним безразмерным переменным.

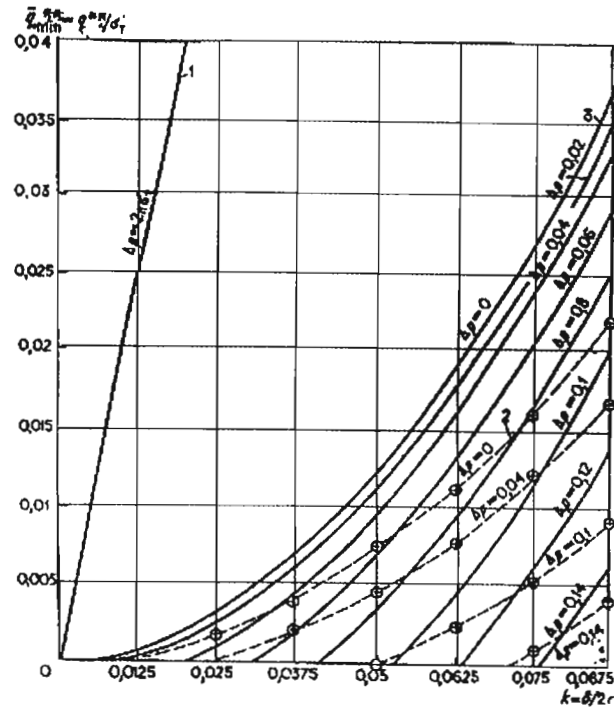


Рисунок 9.7 – Зависимость для различных значений

Формула Ляме, соответствующая только гидростатическому нагружению

$$\Delta p = 2k\sigma_t, \quad (9.56)$$

при $\bar{q} = \Delta p / \sigma_t$ получит вид: $\bar{q} = 2k$.

Формула УкрНИГРИ (Ю. А. Еремеев и др.):

$$\bar{q} = \frac{2k - \Delta p}{\frac{0,63145}{k} + 0,76604}, \quad (9.57)$$

где $\bar{q} = q / \sigma_t$.

Полученная нами формула имеет вид (9.54). Условие $\Delta p = 0$ соответствует случаю отсутствия гидростатической составляющей.

Сопоставление кривых, представленных на рисунке 9.7, подтверждает вывод о том, что зависимость (9.54) позволяет подбирать для перекрытия интервалов опасного проявления горного давления надежные и более экономичные обсадные трубы.

9.6 Учет напряжений изгиба

Анализ промысловых данных убедительно доказывает, что при воздействии горного давления обсадные трубы могут испытывать не только сминающие, но и изгибающие нагрузки. Причем изгибу подвергаются трубы как в интервалах каверн, так и в интервалах пластической деформирующихся пород с номинальным диаметром ствола перед спуском обсадной колонны.

Изгиб может происходить как от нагрузок, действующих по горизонтали, так и от вертикальных подвижек горного массива в результате уменьшения толщины эксплуатируемых продуктивных пластов, а также интервалов неустойчивых пород.

Многообразие факторов, определяющих эти сложные процессы, не позволяют пока с необходимой степенью достоверности прогнозировать действительные схемы нагружения обсадных труб в этих условиях. Тем не менее, чрезвычайная актуальность проблем заставляет специалистов вести поиск в этом направлении. В результате к настоящему времени разработан ряд методик расчета обсадных колонн на горное давление с учетом изгибающих напряжений. В их основу закладываются априорные представления о возможных схемах нагружения обсадных труб.

В качестве примера подхода к решению данной проблемы рассмотрим исследования Т. Е. Еременко и П. А. Вислобичского (1971), которыми предложена методика расчета прочности обсадной колонны на смятие при одновременном действии растяжения и изгиба. Сминающее давление на трубу, подвергающуюся действию одного наружного или разности наружного и внутреннего давлений, определяется соотношением Г. С. Писаренко, А. А. Лебедева (1969)

$$p = k \left\{ \sigma_c + \frac{E_c k^2}{1 - \mu_c^2} \left(1 - \alpha + \frac{3e}{2k} \gamma \right) - \left[\sigma_c + \frac{E_c k^2}{1 - \mu_c^2} \left(1 - \alpha + \frac{3e}{2k} \gamma \right) \right]^2 - \frac{4Ek^2}{1 - \mu_c^2} (1 - \alpha) \sigma_c \right\}, \quad (9.58)$$

где $k = \delta/D$; $\alpha = \lambda\beta^2(3 - 2\beta)$; $\gamma = 1 - \beta(2 - \beta)$; $\lambda = \frac{E_c - E'_c}{E_c}$; δ – толщина стенки

трубы; D – наружный диаметр трубы; e – овальность; σ_c – предел текучести материала трубы; E_c и E'_c – модуль упругости и модуль упрочнения материала трубы; β – относительная толщина пластического слоя.

Когда труба нагружена одновременно внешним давлением и осевым напряжением, ее стенки переходят в двухосное напряженное состояние. В этом случае критерий пластичности записывается в виде:

при осевом напряжении растяжения

$$\sigma_z^2 = \aleph^2 \sigma_z \sigma_\theta + \aleph^2 \sigma_\theta = \sigma_p^2; \quad (9.59)$$

при осевом напряжении сжатия

$$\aleph^2 (\sigma_z^2 - \sigma_z \sigma_\theta + \sigma_\theta^2) = \sigma_p^2, \quad (9.60)$$

где σ_z – осевое напряжение; σ_θ – тангенциальное напряжение; $\aleph = \sigma_p/\sigma_c$; σ_p – предел текучести стали при растяжении.

Соотношение для определения сминающего давления получается путем вычисления σ_θ из (9.59) и (9.60) и подстановки его в уравнение (9.58).

Согласно расчетам, сжимающие напряжения способствуют некоторому увеличению сопротивляемости обсадных труб на смятие, а растягивающие приводят к ее снижению.

Влияние изгиба труб на их сопротивляемость смятию аналогично осевому растяжению. Расчеты в этом случае проводят также с использованием формул (9.59), (9.60), но вместо σ_p вводят изгибающее напряжение σ_κ .

Когда осевое растяжение и изгиб действуют одновременно, то их влияние на сопротивляемость труб смятию суммируется. Для этого случая $\sigma_z = \sigma_{op} - \sigma_\kappa$, где σ_{op} – осевое растягивающее напряжение.

При деформации обсадной колонны в кровле или подошве пласта неустойчивых пород одновременно увеличиваются как растягивающие, так и изгибающие напряжения. Потеря несущей способности обсадной колонны в этом случае может происходить в продольном направлении, а также в виде смятия колонны в месте действия максимального осевого напряжения. В качестве условия, при котором происходит потеря несущей способности труб в продольном направлении, авторами принято равенство

$$\sigma_z = \sigma_{op} + \sigma_\kappa = \sigma_p. \quad (9.61)$$

Это условие справедливо в тех случаях, когда труба не нагружена наружным давлением. Если таковое действует, то будет иметь место двухосное напряженное состояние. При этом осевое напряжение, при котором колонна потеряет несущую способность в продольном направлении, уменьшится.

В соответствии с (9.59) его величина может быть найдена из выражения

$$\sigma_z = -\frac{\aleph^2 \sigma_\theta}{2} + \sqrt{\frac{\aleph^4 \sigma_\theta^2}{4} + \sigma_p^2 - \aleph^2 \sigma_\theta^2}, \quad (9.62)$$

в котором для овальной трубы

$$\sigma_\theta = \frac{p - 2,2E_c k^3 (1 + 3e/2k)}{p - 2,2E_c k^3} \cdot \frac{p}{2k}. \quad (9.63)$$

Условие, при котором происходит потеря колонной несущей способности в продольном направлении при одновременном действии осевого сжатия с изгибом, записывается в виде:

$$\sigma_z = \sigma_{oc} + \sigma_\kappa = \sigma_c. \quad (9.64)$$

где σ_{oc} – осевое сжимающее напряжение.

Внутреннее избыточное давление (маловероятный случай для интервалов пластически деформирующихся пород) способствует снижению предельного напряжения (9.64), а действие наружного давления – некоторому его увеличению.

Следовательно, при осевом растяжении и изгибе сопротивляемость труб наружному давлению значительно снижается. Кроме того, одновременное действие осевого растяжения или осевого сжатия может привести к потере несущей способности обсадной колонны в продольном направлении. Вероятность ее увеличивается, когда на колонну, кроме растяжения и изгиба, действует внешнее давление.

Сущность методики оценки прочности обсадной колонны в этом случае заключается в следующем.

Явление сжатия и продольного изгиба рассматривается в каверне соляного пласта большой мощности.

Критическую силу для участка колонны длиной l , подверженного действию внутреннего и наружного давлений, вычисляют по формуле (П. А. Вислобичский, 1968)

$$Q_{кр} = \frac{4\pi^2 EI}{e^2} + \frac{\pi}{4}(p_n D^2 - p_n d^2), \quad (9.65)$$

где $\frac{\pi}{64}(D^4 - d^4)$; d — внутренний; D — внутренний диаметр обсадной колонны; p_n, p_n — наружное и внутреннее давления.

Деформацию пласта, при которой сжимающая сила в колонне достигает критического значения, определяют с помощью выражения

$$\Delta_{кр} = \frac{(Q_{кр} - Q_0)l}{E_c F}, \quad (9.66)$$

где Q_0 — начальная осевая нагрузка на колонну (положительная при растяжении и отрицательная при сжатии); $F = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2)$.

Когда фактическая деформация пласта $\Delta > \Delta_{кр}$, то произойдет продольный изгиб колонны. При этом предполагается, что изменение прогиба по длине колонны выражается соотношением

$$f = f_0 \sin^2 \frac{\pi z}{2h}, \quad (9.67)$$

где f, f_0 — фактическое и максимально возможное отклонения обсадной колонны от вертикали (в кровле или подошве пласта); $h = l/2$ — половина толщины пласта неустойчивых пород; z — координата, отсчитываемая от середины плоскости.

Принято допущение, что при продольном изгибе $Q = Q_{кр}$, а прогибы колонны происходят за счет деформаций пласта.

Разность между длинами прямой и изогнутой колонны определяют из уравнения

$$\lambda = \int_0^l \left(\frac{df}{dz} \right)^2 dz,$$

из которого с учетом (9.67) получают

$$\lambda = \frac{\pi^2 f_0^2}{4l}.$$

Приравняв деформации колонны $\Delta = \Delta_{кр}$, находят

$$f_0 = \frac{2}{\pi} \sqrt{(\Delta - \Delta_{кр})l}. \quad (9.68)$$

Максимальные изгибающие напряжения в колонне определяют из выражения

$$\sigma_n = \frac{\pi^2 E_c D f_0}{l^2}. \quad (9.69)$$

Для упрощения принято в (9.65) и (9.66), что $Q_0 = 0$, $p_n D^2 = p_n d^2$. Тогда сжимающие напряжения в колонне

$$\sigma_{ос} = \frac{Q_{кр}}{F} = \frac{\pi^2 E_c (D^2 + d^2)}{4l^2}. \quad (9.70)$$

Суммарные напряжения

$$\sigma_z = \sigma_{ос} + \sigma_n. \quad (9.71)$$

С учетом того, что

$$\Delta_{кр} = \frac{Q_{кр} l}{E_c F} = \frac{\pi^2 (D^2 + d^2)}{4l},$$

уравнение (9.65) приведено к виду

$$\sigma_z = \frac{\pi^2 E_c (D^2 + d^2)}{4l^2} \left[1 + \frac{bD}{\pi(D^2 + d^2)} \sqrt{\Delta \cdot l - \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4}} \right]. \quad (9.72)$$

Анализ его составляющих показывает, что при одинаковой деформации обсадная колонна в пластах меньшей толщины подвергается действию более значительных напряжений.

Для учета влияния температуры рекомендовано в соответствующих соотношениях принимать $\Delta = \alpha l$, где α — коэффициент температурного расширения материала труб, t — среднее увеличение температуры в пределах незацементированного участка.

При большой длине незацементированного участка в результате температурного удлинения, а также при разгрузках на забой хвостовиков или нижних секций (при секционном спуске) колонн может происходить ее спиральный изгиб.

Напряжения, возникающие в этих случаях в колонне, оценивают по формулам

$$\sigma_{ос} = Q/F; \quad \sigma_n = \frac{Q_{нп} R D}{4l}, \quad (9.73)$$

где Q – вес разгруженной части колонны, находящейся выше рассматриваемого сечения; $Q_{np} = Q - \pi/4(p_n D^2 - p_a d^2)$; $R = (D_c - D)/2$; – радиальный зазор между стенками скважины и обсадной колонны; D – диаметр скважины.

При температурном удлинении колонны в пределах незацементированного участка

$$Q = \alpha E_c t F - Q_0 + \frac{\pi}{4}(p_n D^2 - p_a d^2). \quad (9.74)$$

С учетом условия (9.64) для случая спирального изгиба

$$Q = \frac{\pi(D^4 - d^4)\sigma_p}{4\kappa[D(2D_c - D) + d^2]}. \quad (9.75)$$

При наличии в колонне внутреннего избыточного давления $p_n = p_a - p_n$ условие потери колонной несущей способности в продольном направлении примет вид

$$Q = \frac{\pi(D^4 - d^4)\sigma_p}{4\kappa[D(2D_c - D) + d^2]} - \frac{\pi p_n (D^2 + d^2)(D + d)d - 2\kappa D^3(D_c - D)}{4\kappa D(2D_c - D) + d^2}. \quad (9.76)$$

Второй член в правой части этой формулы определяет снижение предельной осевой нагрузки при наличии в колонне внутреннего избыточного давления.

В тех случаях, когда максимальное изгибающее напряжение в колонне будет больше сжимающего, результирующее напряжение на выпуклой ее стороне будет растягивающим

$$\sigma_{op} = \sigma_n - \sigma_{oc}. \quad (9.77)$$

Оно приводит к снижению сопротивляемости труб наружному давлению.

Условие (9.77) справедливо при

$$R \leq \frac{D^2 + d^2}{4D}. \quad (9.78)$$

Последнее соотношение определяет радиальные зазоры, при которых продольный изгиб колонны в скважине не будет приводить к снижению прочности обсадных труб на смятие.

Разработке методов расчета обсадных труб, нагружаемых негидростатическим давлением горных пород, с одновременным учетом сминающих и изгибающих нагрузок посвящены работы [51, 95, 105 и др.]. В целом следует отметить, что интерес к этой проблеме возрастает.

Однако предлагаемые методики скорее имеют теоретическое, чем практическое значение, так как рассматриваемые в них схемы нагружения настолько идеализированы, что не могут быть с достаточной достоверностью привязаны к реальным условиям. Кроме того, нагрузки, которые могут передаваться на колонну от вертикальных подвижек горного массива, настолько значительны, что практически ни одна обсадная труба или крепь не могут им противостоять.

Поэтому, по мнению авторов, наряду с совершенствованием расчетных методов необходимо максимально использовать эффективные инженерные решения, направленные на изменение в благоприятную сторону условий работы обсадной колонны: обеспечение равномерного (гидростатического) нагружения горным давлением, исключение опасности изгиба, снижение скорости продвижения горного массива на трубу до значений $V_\phi < V_{кр}$ (здесь $V_{кр}$ – критическая скорость нагружения обсадной трубы горными породами, при которой происходит ее «запайка» в горный массив без опасности нарушения) и др.

Когда причиной изгибающих нагрузок являются вертикальные подвижки горного массива (в частности из-за просадок в продуктивных пластах), дополнительно к перечисленным эффективным могут быть и способы, обеспечивающие подвижность обсадной колонны относительно горного массива: установка телескопических соединений, применение «вязких» тампонажных смесей, оставление промываемого зумпфа под башмаком колонны и др.

ГЛАВА 10

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЯВЛЕНИЯМИ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ «СКВАЖИНА-НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПЛАСТ»

Вскрытие продуктивного пласта – одна из самых ответственных операций в общем цикле строительства скважины. Изменение напряженно-деформированного состояния горных пород в околоскважинной зоне, физико-химические явления, обусловленные взаимодействием с буровым раствором, как правило, сопровождаются ухудшением ее фильтрационных свойств. И, как следствие, резким снижением производительности скважин. По данным, приведенным в работе [18], производительность скважин на месторождениях Ук-раины из-за ухудшения проницаемости может уменьшаться в 2–12 раз, в Республике Коми и в Западной Сибири (Самотлорское месторождение) – в 23–27 раз, в Республике Беларусь – в 18 раз. Отмечается, что после окончания бурения и освоения скважин в среднем более 50% всех пластов имеют до двух раз уменьшенную против потенциально возможной производительность, 25% – в четыре раза и 10% – в 10 раз уменьшенную производительность.

К сожалению, тот арсенал средств и технологий, который сегодня применяется при вторичном вскрытии пласта и освоения скважин, в большинстве случаев не позволяет восстановить и тем более улучшить природные фильтрационные свойства пласта.

Механизм проявлений горного давления в продуктивном пласте в целом соответствует тем представлениям, которые нами были изложены выше (раздел 2.2) при разработке гипотезы горного давления в скважинах. Точно так же как во вмещающих породах параметрами, позволяющими управлять напряженно-деформированным состоянием нефтегазовых пластов являются эффективные напряжения в скелете породы, пластовое давление и физико-химические процессы взаимодействия буровых растворов и рабочих жидкостей со всеми компонентами пласта. Естественно, что вероятность получения положительных результатов при проведении операций по восстановлению или улучшению фильтрационных свойств будет тем выше, чем более достоверной информацией о перспективных горизонтах мы будем обладать перед началом работ.

10.1 Комплексная технология получения достоверной информации о нефтегазоносности перспективных горизонтов

Увеличение объема и качества информации о флюидосодержании продуктивного пласта является одним из основных факторов повышения эффективности геолого-разведочных работ и разработки нефтегазовых месторождений. Предложенная нами совместно с А. Н. Лысенко и Е. Ф. Никуленко для достижения этой цели технология включает отбор керна, спектрометрический анализ и геохимический прогноз.

Отбор представительных образцов пород по методу ЗапСибБурНИПИ. Применение в соответствии с разработанным методом специальных керноотборных снарядов обеспечивает защиту керна от вредного воздействия бурового раствора в процессе бурения.

Результаты анализа кернов, отобранных этими снарядами, сопоставимы с соответствующими характеристиками образцов, получаемых при бурении с применением дорогостоящих, экологически вредных и пожароопасных растворов на углеводородной основе.

На рисунке 10.1 приведена базовая схема керноотборника изолирующего (КИ). На ее основе в настоящее время под руководством Б. Ю. Хайрулина серийно выпускается целый ряд снарядов различных типоразмеров (таблица 10.1).

Приведенные в таблице 10.1 керноотборные снаряды имеют следующие отличительные признаки: КИМ – базовый керноотборный снаряд; КИМ2 – двухсекционный снаряд; КИК – керноотборный снаряд, оснащенный кольматирующим переводником.

Кроме серийно выпускаемых снарядов, с учетом особых требований заказчика (требуемый геологический результат, диаметр скважины и керна, наличие зон с аномальными пластовыми давлениями, характеристика пород в интервале отбора и т.д.) могут поставляться керноотборники с принудительным отрывом керна от забоя и полным перекрытием торца керноприемника, а также снаряды, позволяющие поднимать образцы с сохранением пластового давления и температуры.

Процесс бурения с отбором керна снарядом КИ практически не отличается от работы керноотборников типа «Недра», «Кембрий» и т.п. В компоновке буровой колонны КИ спускается на забой, включаются промывка и вращение, создается нагрузка на буровую головку и производится выбуривание керна.

После прохождения необходимого интервала КИ отрывается от забоя, производится отделение керна и осуществляется подъем бурового инструмента. Отличие состоит в том, что полость кожуха снаряда и керноприемника перед спуском КИ заполняют безводной жидкостью («маслом»), плотность которой меньше плотности бурового раствора. Для того чтобы «масло» при заполнении снаряда не выливалось

в скважину, в его конструкции предусмотрена специальная гибкая диафрагма. При спуске КИ перепад давления в скважине и кожухе снаряда будет возрастать, вследствие чего диафрагма может прорваться и буровой раствор частично заполнит нижнюю часть снаряда. Если герметичность в процессе спуска бурильной колонны нарушена не будет, то диафрагма будет разрушена при выбуривании керна. При этом вытеснение «масла» из полости керноприемника осуществляется противотоком, который происходит при выбуривании керна.

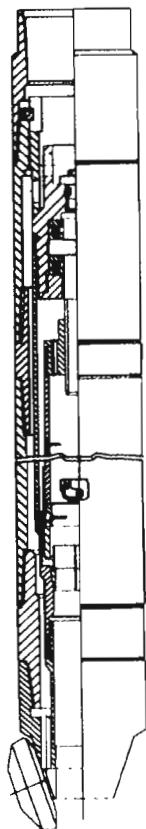


Рисунок 10.1 – Базовая схема КИ

Таблица 10.1 – Керноотборные снаряды

Параметры	КИМ 127/52	КИМ 172/80	КИМ2 172/80	КИМ2 195/100	КИМ2 195/100	КИК 172/80	КИК 195/100
Диаметр бурголовки, мм	139,7	187,3	187,3	212,7	212,7	187,3	212,7
Диаметр керна, мм	52	80	80	100	100	80	100
Диаметр снаряда, м	6	8	15	8	15	8	8
Масса, кг	300	800	1500	1000	1800	800	1000

Неподвижность керноприемника относительно керна обеспечивается находящейся в «масле» подвесной опорой. Одновременно «масло», заполняющее керноприемник, способствует уменьшению вибраций и снижает трение керна о стенки керноприемника.

Важно подчеркнуть, что точная посадка наконечника керноприемника в расточку бурильной головки и применение специального уплотнения обеспечивает поступление бурового раствора на забой только через промывочные отверстия породоразрушающего инструмента. КERN при этом не попадает в зону потока бурового раствора, чем предотвращается его размыв.

Перечисленные факторы способствуют сохранению керна от воздействия бурового раствора. Тем самым обеспечивается: вынос керна до 90 и более процентов даже из рассыпающихся слабоцементированных и рыхлых пород, сохранение в поровом пространстве керна остаточной водонасыщенности при отборе образцов с применением буровых растворов на водной основе, экономический эффект составляет до 200 тыс. долларов США на одной скважине (для условий Западно-Сибирского нефтегазового комплекса) за счет отказа от оценочного бурения с использованием растворов на углеводородной основе.

Компьютерный масс-спектрометрический анализ горных пород и пластовых флюидов. Анализ осуществляется с помощью универсального геохимического анализатора «Литотерм», в основу которого положен известный пиролитический метод «Rock-Eval». Анализы могут выполняться как по отдельным пробам, так и в автоматическом режиме с использованием серии из двенадцати проб или в режиме непрерывной регистрации (газовый картаж).

Принцип действия анализатора основан на компьютерном масс-спектрометрическом анализе исходных веществ и продуктов их пиролиза.

Определяемыми компонентами являются: углеводороды (C_1 – C_{28}), неуглеводородные газы (H_2S , CO_2 , SO_2 , He, Ar^{36} , Ar^{38} , Ar^{40} , Ne^{21} , H_2 , N_2 , O_2),

вода (свободная, связанная, конституционная), карбонатные и сульфидные минералы. На основе определения этих компонентов рассчитываются такие геохимические и петрофизические параметры пород, как содержание свободных и пиролизических углеводородов, остаточного органического углерода, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, глинистость, карбонатность, влажность пород и ряд других параметров. Чувствительность определения составляет:

- $10^{-5}\%$ объемн. – газовый анализ;
- $10^{-3}\%$ вес. – анализ керна и шлама;
- 0,003 мг/л – анализ пластовой воды.

Анализатор «Литотерм», показанный на рисунке 10.2, представляет собой моноблочную конструкцию с габаритными размерами $850 \times 600 \times 500$ мм, общим весом 55 кг, что позволяет использовать его как в стационарной, так и в полевой лаборатории (непосредственно на скважине).



Рисунок 10.2 – Общий вид анализатора «Литотерм»

Управление работой всех блоков анализатора и обработка данных анализа осуществляется компьютером типа IBM PC/AT-386(486). Напряжение питающей сети 220 В, потребляемая мощность – 800 Вт.

Принципиальная схема геохимического анализатора показана на рисунке 10.3. Основным чувствительным элементом является монополярный масс-спектрометр 1, снабженный автономной системой откачки магнитоэлектрическим вакуумным насосом 2 с блоком питания 3. Управление работой анализатора и блока 5 осуществляет компьютер 4. Блок 5 обеспечивает работу устройства пиролиза 6 и системы газораспределения 7. Устройство пиролиза состоит из микropечи 8 с программируемой температурой и дозатора 9, с помощью которого образцы породы (керна, шлам) вводятся в микropечь. Анализаторы «Литотерм» выпускаются с дозаторами как ручного, так и автоматического управления. Система газораспределения состоит из баллонов высокого давления с рабочими газами (азот, кислород) емкостью 1 л, вентилей регулирования расхода датчиков давления, электромагнитных клапанов, аспиратора для забора газовой смеси из дегазатора (при проведении газового каротажа).

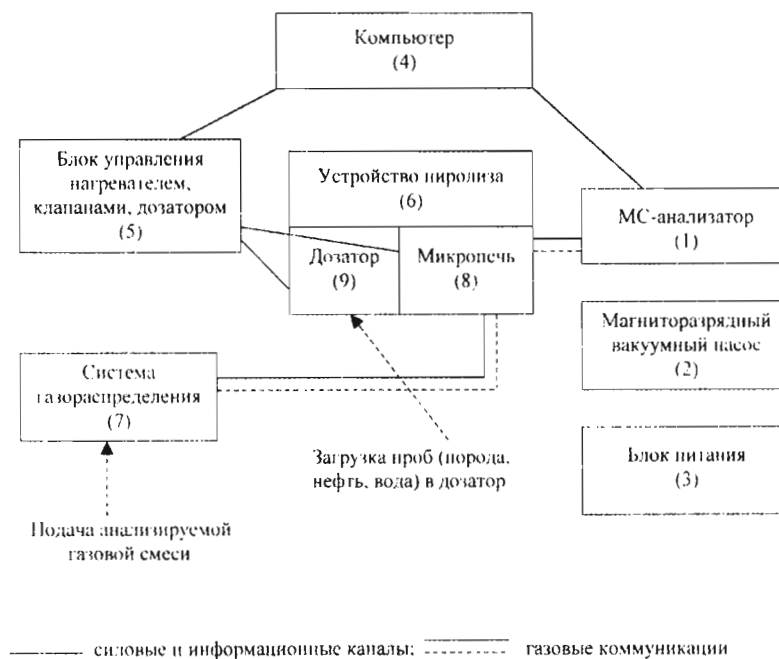


Рисунок 10.3 – Принципиальная схема геохимического анализатора «Литотерм»

Работа анализатора «Литотерм» осуществляется в 4-х режимах: «Анализ горных пород», «Анализ пластовой воды», «Анализ нефти», «Анализ газа». Каждый из режимов обеспечен пакетом программ, позволяющих выполнить широкий комплекс геохимических и петрофизических исследований.

«Анализ горных пород». Программное обеспечение данного режима включает программы:

- «Автокалибровка»;
- «Rock-Eval»;
- «Литотерм»;
- «Коллектор».

Программа «Автокалибровка» присутствует в программном обеспечении всех режимов анализа, поскольку она осуществляет автоматическую калибровку шкалы массовых чисел и интенсивности (концентрации) по воздуху (без использования специальных калибровочных смесей) для последующего расчета концентраций компонентов в об.% или мг/м³.

Программа «Rock-Eval» обеспечивает выполнение пиролитического анализа пород (керна, шлам) в полном соответствии с режимом анализа французских анализаторов серии «Rock-Eval». Определяемыми показателями являются: содержание в породе свободных УВ (s_1), пиролитических УВ (s_2) и CO_2 (s_3), остаточного органического углерода (ТОС) и температура максимума пика s_2 (T_{max}). На основе этих данных устанавливается степень зрелости и преобразованности керогена, суммарный нефтяной потенциал, водородный и кислородный индексы (показатели элементного состава керогена).

Анализ по программе «Литотерм», максимально использующий возможности масс-спектрометрического детектора, дополнительно позволяет определять групповой и фазовый состав свободных и пиролитических УВ, содержание специфических соединений (биомаркеры), элементный (C, H) и изотопный ($\text{C}^{13}/\text{C}^{12}$) состав керогена, содержание сернистых и кислородных соединений в составе органического вещества.

Программа «Коллектор» обеспечивает определение ряда петрофизических и минералогических параметров осадочных пород, таких, как содержание свободной и связанной воды, пористость, нефтенасыщенность, глинистость, содержание карбонатных (кальцит, доломит, сидерит) и сульфидных минералов, изотопный состав этих минералов.

Для анализа используются образцы пород весом 10–100 мг. Широкие возможности программирования температуры в диапазоне 20–1000°C, которые обеспечиваются устройством пиролиза, в совокупности с возможностями масс-спектрометрического детектирования позволяют изготовителю в соответствии с пожеланиями заказчика разрабатывать любые дополнительные программы исследовательского характера.

«Анализ пластовой воды». Программное обеспечение данного режима анализа состоит из программ:

- «Автокалибровка»;
- «Пластовая вода».

Программа «Пластовая вода» обеспечивает нагрев пробы воды в специальной кювете объемом 5 мл и подачу образующейся парогазовой смеси в анализатор. Определяемыми компонентами являются бензол, толуол, ксилолы и другие УВ, сероводород, гелий.

«Анализ нефти». Помимо программы «Автокалибровка», программное обеспечение режима включает программу «Нефть». В соответствии с этой программой микронавеска нефти 5–10 мг подвергается ступенчатому нагреву в токе азота. Значения изотермических точек в процессе нагрева составляют 50, 100, 150, 200, 250, 300°C. В продуктах фракционной перегонки определяется содержание алкановых, нафтеновых и ароматических УВ. Далее остаток тяжелых фракций подвергается пиролизу в интервале температур 300–600°C. В продуктах пиролиза также определяются алкановые, нафтеновые и ароматические УВ. Остаток после пиролиза (кокс) сжигается в токе кислорода с определением элементного состава (C, H, S, N). После обработки полученных данных результаты анализа представляются в виде таблицы группового, фракционного и элементного состава нефти.

«Анализ газа». Работа анализатора в этом режиме осуществляется по одной из программ:

- «Автокалибровка»;
- «Анализ пробы»;
- «Газовый каротаж»

При запуске программы «Анализ пробы» производится запись масс-спектра анализируемой газовой смеси в двух масштабах, обеспечивающих динамический диапазон измеряемой интенсивности на уровне 10^6 и расчет содержаний компонентов (УВ , H_2S , CO_2 , T_2 , O_2 , Ar , He и др.). Информация выводится в виде таблицы содержаний компонентов и в виде масс-спектра.

При запуске программы «Газовый каротаж» осуществляется непрерывная регистрация содержаний УВ (C_1 – C_6), H_2S , CO_2 , N_2 , O_2 , Ar^{40} , Ar^{36} , He , Ne^{21} в газозооной смеси, поступающей из дегазатора бурового раствора. Результаты анализа выводятся на монитор и графопостроитель в виде диаграммы, масштабированной по времени и глубине, с выделением участков разреза, аномальных по содержанию УВ, сероводорода, гелия, неона, аргона и их соотношениям. Пиролитический метод направлен на решение двух основных задач:

- 1 – характеристика нефтематеринской породы, оценка ее генетического потенциала, определение содержания, типа и степени зрелости ОВ;
- 2 – выявление залежей углеводородов.

Как отмечалось выше, основными параметрами, которые определяются данным методом, являются: содержание $C_{\text{оп}}$, содержание свободных s_1 и пиролизических s_2 углеводородов, температура пиролизического максимума (T_{max}), индекс продуктивности $s_1/(s_1+s_2)$, водородный индекс $(s_2 \cdot 100)/C_{\text{оп}}$. Следует отметить, что наиболее важной задачей, которая решается с помощью этого метода, является первая, она позволяет дать обоснование и выделить в исследуемой части разреза нефтематеринские толщи.

Что же касается второй задачи, то на этапе локального прогноза более успешно используется оперативная методика выделения продуктивных пластов в процессе бурения скважин, разработанная во ВНИГНИ Ф. Е. Окуньковой и уточненная применительно к условиям Припятского прогиба Е. Ф. Никуленко (БелНИГРИ). Остановимся несколько подробнее на этой методике. В основе ее лежат методы люминесцентно-битуминологического анализа и тонкослойной хроматографии, с помощью которых исследуются образцы керн и шлама, отобранные через 5 м по разрезу бурящейся скважины.

Несомненным преимуществом методики по сравнению с традиционными является высокая оперативность и производительность, что приближает ее к геохимическому каротажу. Суть методики заключается в прогнозировании продуктивного пласта за 20–50 м до его вскрытия по появлению «сигнальной зоны», которая характеризуется резким увеличением (на один – два порядка и более по сравнению с фоновым) содержания хлороформенного (ХБ) петролейно-эфирного (ПЭ) экстракта по данным люминесцентно-битуминологического анализа. Обычно «сигнальная зона» появляется в полупокрышке или «ложной покрышке» над залежью. Ниже «сигнальной зоны» отмечается «минимум», а через несколько метров – еще более существенный «максимум» в содержании ХБ и ПЭ, который соответствует кровле залежи. Синхронно с ХБ и ПЭ изменяется содержание метанонафтеных углеводородов (прямая корреляция), и высокомолекулярных соединений (обратная корреляция). При четком совпадении положения «максимумов» и «минимумов» в исследуемой части разреза (по данным люминесцентно-битуминологического анализа и тонкослойной хроматографии) выделяется «сигнальная зона», свидетельствующая о наличии залежи ниже по разрезу, затем кровля предполагаемой залежи и подошва продуктивности пласта.

Примеры оценки продуктивности межселевых отложений и выделения нефтенасыщенных пластов по данной методике приведены на рисунках 10.4 и 10.5, из которых следует, что разрез непродуктивной скважины 41 Сев. Березинская характеризуется низким фоновым содержанием ХБ и ПЭ (0,0006%). В разрезе продуктивной скважины 11 Ново-Давыдовская отмечается перепад значений ХБ и ПЭ от минимальных (0,0006%) к максимальным (0,64%), т.е. по-

являются две существенные аномалии в содержании ХБ и ПЭ, приуроченные к интервалам 2765–2777 м и 2780–2790 м. В этих же интервалах разреза увеличивается содержание метанонафтеных УВ в битумоидах (от 37 до 53%) и уменьшается содержание высокомолекулярных соединений (от 40 до 20%).

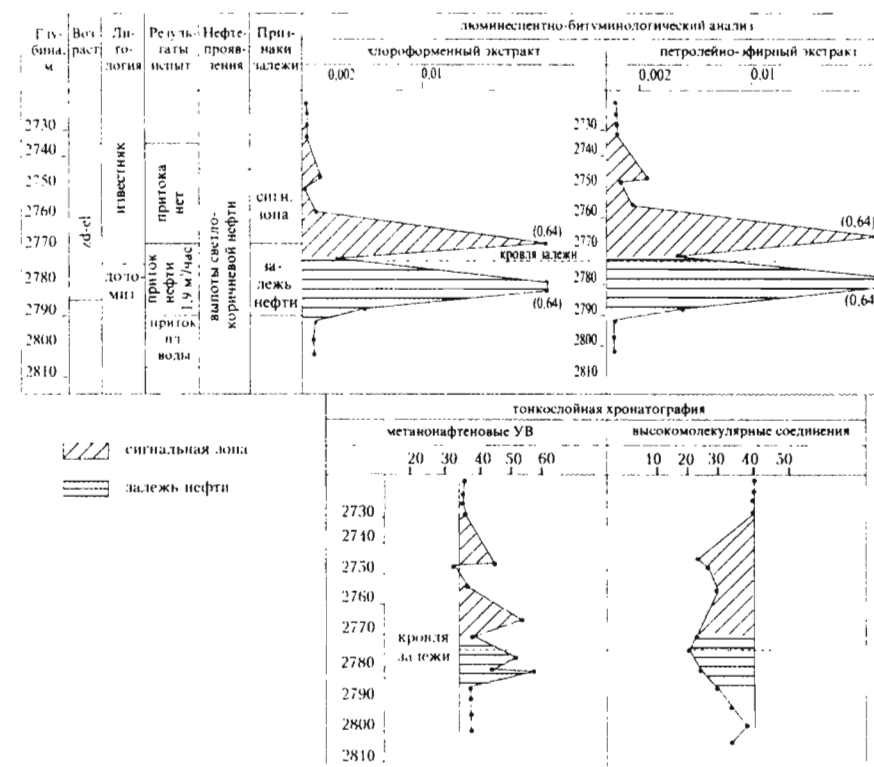


Рисунок 10.4 – Геохимические показатели. Нефтяная скважина 110 Ново-Давыдовская

По синхронному совпадению положения «максимумов» и «минимумов» в исследуемой части разреза по всем показателям выделена «сигнальная зона» – первый «максимум» (интервал 2765–2777 м), кровля залежи – второй «максимум» (глубина 2780 м) и подошва залежи (глубина 2790 м).

Выделенная в разрезе по геохимическим данным залежь нефти четко совпадает с результатами испытания, согласно которым в этой же части разреза (интервал 2769–2792 м) получен приток нефти.

Глубина, м	Всплывающий газ	Лиминесцентно-битуминологический анализ	Результаты испытаний	Нефтепроявления	Признаки залежи	люминесцентно-битуминологический анализ			
						хлороформенный экстракт	петролейно-эфирный экстракт	хлороформенный экстракт	петролейно-эфирный экстракт
						0,002	0,01	0,002	0,01
2070									
2080						.	.	.	.
2090						.	.	.	.
2100						.	.	.	.
2110						.	.	.	.
2120	zd-el	доломит	отсутствуют	отсутствуют	отсутствуют	.	.	.	.
2130						.	.	.	.
2140						.	.	.	.
2150						.	.	.	.
2160						.	.	.	.
2170						.	.	.	.
2189						.	.	.	.

Рисунок 10.5 – Геохимические показатели. Непродуктивная скважина 41 Северо-Березинская

Предложенный метод позволяет также диагностировать пласты, насыщенные углеводородами различного фазового состояния: нефтеносные, газоносные и газоконденсатные. Критериями разделения таких пластов являются соотношения хлороформенного и петролейно-эфирного экстрактов, а также метанонафтенных УВ и высокомолекулярных соединений. Для нефтеносного пласта отношение хлороформенного (ХБ) к петролейно-эфирному экстракту (ПЭ) изменяется в пределах 1–2, а отношение метанонафтенных УВ (МНУВ) к высокомолекулярным соединениям (ВМС) составляет около 3. По данным Ф. Е. Окуньковой и др. (ВНИГНИ) для газоносных пластов характерно снижение ПЭ относительно ХБ и увеличение ВМС относительно МНУВ, в результате чего соотношение ХБ/ПЭ возрастает до 5, МНУВ/ВМС снижается до 0,8 по сравнению с нефтеносными пластами. Пласты газового конденсата занимают промежуточное положение. Для них соотношение ХБ/ПЭ составляет около 3,

а МНУВ/ВМС – около 1,2. Для сравнения следует отметить, что непродуктивные отложения характеризуются снижением ХБ и ПЭ до 0,004–0,002% и ниже (вплоть до фоновых содержаний битумоидов 0,0006%), а МНУВ – до 20% и увеличением ВМС до 50%. При этом ХБ/ПЭ около 2, а МНУВ/ВМС около 0,4.

В условиях Припятского прогиба отбор и анализ образцов керн и, что особенно важно, шлама по данной методике проводится в оперативном порядке в процессе бурения скважины до ее испытания, по результатам анализа выделяются продуктивные объекты и даются рекомендации геологам на их испытание в комплексе с геологическими и геофизическими данными. В течение 1993–1999 гг. в БелНИГРИ (по методике Е. Ф. Никуленко) исследовано порядка 65 скважин. В разрезе которых выделено около 30 нефтенасыщенных объектов.

Следует отметить, что благодаря мобильности и высокой информативности данная методика позволяет оперативно исследовать большое количество образцов и решать задачи не только выделения нефтенасыщенных пластов, но и ряд других: определение техногенного или природного характера нефтепроявления, выделение нефтематеринских пород и оценка их генетического потенциала и т.д.

В этом плане необходимо отметить следующее. Нами проводились сравнительные исследования образцов керн, отобранных по разрезу ряда скважин, с использованием данной методики (люминесцентно-битуминологический анализ и гонкослойная хроматография) и метода пиролизических масс-спектрометрических исследований («Литотерм»). В результате была установлена достаточно четкая корреляция между параметрами s_1 и s_2 (по данным пиролиза) с одной стороны и содержанием ХБ и ПЭ (по люминесцентно-битуминологическому анализу) – с другой. Известно, что параметры s_1 и s_2 отражают количество свободных и пиролизических УВ в породе и характеризуют ее генетический потенциал. При величине этих показателей $\sum s_1 + s_2$ более 2 порода является нефтематеринской со средним потенциалом, более 6 – с высоким. Построенные графики отражают прямую связь и ХБ как для пород-коллекторов, так и для нефтематеринских пород. Так, с увеличением $s_1 + s_2$ от 0,25 до 2 кг/т возрастает содержание ХБ от 0,0001–0,0003% до 0,0012–0,005%, т.е. в среднем в 4 и более раза. Это позволяет сделать вывод, что нефтематеринские породы (аргиллиты, глины и др.) с умеренным генетическим потенциалом ($s_1 + s_2 = 2$ и более) характеризуются повышенным содержанием ХБ (0,0012–0,005%), что превышает фоновое содержание в 4–10 раз.

Следовательно, достаточно просто можно выделить нефтематеринские породы и дать приблизительную оценку их генетического потенциала с помощью люминесцентно-битуминологического анализа, что имеет большое практическое значение при реконструкции условий нефтеобразования.

Выше было показано, что для нефтенасыщенных пластов-коллекторов характерно более высокое содержание ХБ и ПЭ (от 0,05% и выше) и метанонафтенных УВ (около 50% и более) по данным люминесцентно-битуминологического анализа

и тонкослойной хроматографии. По данным пиролиза, в этих же нефтенасыщенных пластах возрастает величина s_1 и составляет более 2, а коэффициент превращенности $s_1/(s_1+s_2)$ – более 0,4. Таким образом, предложенные методы выделения и характерной оценки нефтематеринских пород и выявления залежей углеводородов коррелируются между собой, дополняя друг друга и увеличивая надежность полученных результатов. При этом масс-спектролитический метод несет более надежную информацию при выделении нефтематеринских пород, а оперативная методика с использованием люминесцентно-битуминологического анализа и тонкослойной хроматографии – при выделении нефтенасыщенных пластов.

Следует подчеркнуть, что предложенные методы по ряду параметров (например, отношение метанонафтоновых УВ к полиароматическим УВ) позволяют достаточно уверенно разделять нефти техногенного (добавки нефти при бурении скважины) и природного характера, полученные в данной скважине.

Таким образом, технология раздельного геохимического прогноза нефтегазоносных пластов является простым, надежным и высокоэффективным способом выделения нефтематеринских пород и оценки продуктивности или непродуктивности перспективных горизонтов раздельно на нефть, газ и газоконденсат.

Она позволяет:

- ориентировать геологов на открытие новых нефтегазовых месторождений;
- заблаговременно предупредить технологов о возможной опасности нефтегазопроявлений;
- оперативно принимать меры по регулированию технологического процесса и параметров буровых растворов задолго (за десятки-сотни метров) до встречи с нефтегазовым горизонтом;
- дать своевременный прогноз объекта для испытания в процессе бурения заведомо продуктивных пластов и тем самым уменьшить количество «сухих» объектов;
- дать прогноз на добуривание скважины для вскрытия продуктивного пласта или на прекращение дальнейшего углубления скважины при отрицательных показателях на наличие перспективных горизонтов;
- прирастить мощность продуктивного пласта по ранее установленному нефтегазовому объекту;
- прогнозировать толщину залежи нефти и газа в процессе бурения скважины.

Применение разработанной технологии в различных нефтегазоносных провинциях бывшего Союза позволило отыскать целый ряд залежей нефти, газа и газоконденсата, которые не удавалось выявить существующими традиционными методами и существенно прирастить геологические запасы углеводородов.

Промышленное освоение рассмотренной комплексной технологии на стадии выполнения поисково-разведочных работ ускорит открытие новых нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений при значительном сокращении материальных затрат, а на стадии разработки месторождений позволит осуществлять более полное нефтегазоизвлечение.

10.2 Коллекторские свойства пород в напряженно-деформируемом горном массиве

Как указывалось [17, 21, 40, 45, 112, 113 и др.], важнейшими физическими свойствами, которыми характеризуются коллекторы нефти и газа, являются их пористость, проницаемость, структура порового пространства, нефтегазонасыщенность и др. Исследованиями механических и физических свойств горных пород и нефтегазоносного пласта можно объяснить различные стороны поведения естественных пористых сред, находящихся в напряженном состоянии. Основными параметрами, определяющими пластовые условия, являются горное давление, пластовое давление (давление насыщающей пласт жидкости) и температура.

Анализ проведенных расчетов показывает, что величина горного давления на кровлю тюменской и баженовской свит, ачимовской толщи в Западной Сибири (таблица 8.2) зависит не только от глубины залегания кровли, но и от типа отложений.

Способность пласта аккумулировать и отдавать жидкие и газообразные полезные ископаемые, т.е. его резервуарная емкость и нефтегазопроводность, определяется его коллекторскими свойствами, пористостью, содержанием связанной воды и проницаемостью или проводимостью.

Пористость и проницаемость пород-коллекторов зависит от внешнего ($p_{вн}$) и пластового (p_x) давлений. Изменения объема пор и различных фильтрационных каналов под действием давления описывается величиной сжимаемости [4, 99, 113, 151].

$$\beta_{\Pi} = \frac{1}{V_{\Pi}} \left(\frac{\partial V_{\Pi}}{\partial p_x} \right) p_{вн}; \quad (10.1)$$

$$\beta'_{\Pi} = \frac{1}{V_{\Pi}} \left(\frac{\partial V_{\Pi}}{\partial p_{вн}} \right) p_x; \quad (10.2)$$

где $\left(\frac{\partial V_{\Pi}}{\partial p_x} \right)_{p_{вн}}$ – частная производная от объема пор по пластовому давлению при постоянном внешнем давлении;

$\left(\frac{\partial V_p}{\partial p_{\text{вн}}}\right)_{p_r}$ – частная производная по внешнему давлению при постоянном

пластовом давлении; величины сжимаемости $\beta_{\text{п}}$ и $\beta'_{\text{п}}$ – одного порядка.

Значение величины сжимаемости горных пород важно для изучения процессов их уплотнения, подсчета коэффициентов упругоэластичности и пьезопроводности пласта. В свою очередь, перечисленные параметры горных пород используются при решении ряда важнейших гидродинамических задач, подсчете запасов нефти и газа по данным о падении пластового давления.

Деформация в пористых средах, возникающая под действием внешнего и внутрипорового давления и вызывающая изменение в поперечных размерах пор, приводит к изменениям не только пористости, но и проницаемости. Фэтт [142] измерял проницаемость хорошо сцементированных песчаников, помещая образцы в оболочку из металлической фольги или органического стекла и изменяя внешнее давление до 100,0 МПа. Снижение проницаемости составляло 30–56%.

Исследование влияния давления на пористость и проницаемость различных пород (песчаники, алевролиты, известняки, доломиты) показывает, что характер изменений этих свойств во многом зависит от минералогического состава породы, ее структуры и состава цементирующего вещества.

Под влиянием внешнего давления в породе происходят следующие внутренние структурные изменения:

- а) деформация зерен и отдельных частиц;
- б) деформация и уплотнение цементирующих материалов;
- в) изменения во взаимном расположении зерен;
- д) сглаживание неровностей и скалывание выступов отдельных зерен и частиц.

Эти изменения, зависящие от состава и строения пород, отражаются на структуре порового пространства и вызывают изменения проницаемости – обратимые, например, для песчаников, сцементированных вторичным кварцем, и доломитов – необратимые для полимиктовых песчаников со значительным содержанием глинистого цемента.

Влияние внешнего давления на проницаемость фильтрационных каналов трещиноватых пород изучалось В.М. Бортницкой. По ее данным, при увеличении внешнего давления от 3,0 до 30,0 МПа, проницаемость одного образца уменьшилась от 49 до 0,5 мд, а другого – от 12 до 0,2 мд. Ширина трещин уменьшилась соответственно от 30 до 7 мк и от 30 до 5 мк. С увеличением давления жидкости при постоянном внешнем давлении проницаемость увеличилась. Межзерновая проницаемость этих образцов не превышала 0,1 мд [113, 139, 151].

Изложенное показывает, что в результате изучения влияния горного давления на коллекторские свойства пород получены ценные сведения о деформации горных пород.

В основу существующих и широко известных схем классификации пород-коллекторов, предложенных П.П. Авдусиным, М.А. Цветковой, П.Д. Джонсом, А.А. Ханиным, И.А. Конюховым и другими, положены емкостные или фильтрационные (или те и другие) параметры, являющиеся главными оценочными критериями любой горной породы как коллектора нефти и газа. Во всех выделенных классах, группах и типах коллекторов согласно существующим схемам классификаций, емкостные и фильтрационные свойства пород определяются структурой порового пространства. Открытие промышленных скоплений нефти и газа в породах с низкой пористостью и межзерновой проницаемостью свидетельствовало о непреложности к ним существовавших понятий. Изучение таких пород показало, что им присущи особенности, которые определяют их коллекторские свойства. Так, впервые Е.М. Смеховым [139] все коллекторы нефти и газа были подразделены принципиально на две большие группы: поровые и трещинные. Основанием для выделения трещинных коллекторов в самостоятельную группу послужило их принципиальное отличие по условиям фильтрации, которые связаны не со структурой порового пространства, а с широко развитой сетью фильтрационных каналов, сообщающих между собой различные виды полостей. Особенность фильтрации по флюидопроводящим каналам в рассматриваемой группе коллекторов первостепенна и она определяет главную составляющую общей проницаемости коллектора. Дифференциация внутри группы анизотропных коллекторов следует по характеристике преобладающей емкости. В кавернозно-трещинном типе коллектора емкость обеспечивается в основном кавернами, в карстовом – карстовыми полостями, в порово-трещинном коллекторе – преимущественно межагрегатными порами и т.д. Указанные критерии, положенные в основу классификации анизотропных коллекторов, явились исходными при дальнейшем ее совершенствовании, связанном уже с оценкой извлекаемых запасов нефти и газа. В том, что такое совершенствование нужно, видно из следующего примера. При подсчете запасов в кавернозно-порово-трещинном типе коллектора, в котором, скажем, весь объем открытых пор занят остаточной (связанной) водой, а полезное ископаемое сосредоточено только в кавернах и трещинах, возникает противоречие в определении наименования типа коллектора.

Из рассмотренного становится очевидным, что дифференциацию внутри группы анизотропных коллекторов правильнее было бы производить не столько из соотношения преобладающей открытой емкости, сколько из соотношения извлекаемых запасов, содержащихся в различных видах емкостного простран-

тва с учетом количества остаточной воды в порах. Именно такая классификация впервые была разработана и предложена Ф.И. Котяховым [69].

Поскольку величина капиллярных сил в фильтрационных каналах (и кавернах) существенно меньше, чем в поровых каналах, так как сечение первых больше сечения вторых, то содержание (остаточной) капиллярно-связанной воды в кавернах и трещинах практически равно нулю. В связи с этим абсолютные запасы нефти в анизотропном коллекторе, содержащем все виды емкостного пространства, согласно Ф.И. Котяхову, определяются исходя из следующего выражения

$$N = \frac{Sh\gamma_n}{b} [(1-\alpha)(1-m_T)m_{II} + (1-m_T)m_k + m_T]; \quad (10.3)$$

где N – абсолютные запасы нефти в коллекторе, т; S – площадь нефтеносности, м²; h – нефтенасыщенная мощность пласта, м; γ_n – удельный вес нефти; b – объемный коэффициент; α – коэффициент водонасыщенности пор матрицы; m_{II} , m_k и m_T – соответственно коэффициенты пористости, кавернозности и трещиноватости.

Если коэффициенты нефтеотдачи пор, каверн и трещин соответственно обозначить β_n , β_k и β_T , извлекаемые запасы нефти можно определить

$$N = \frac{Sh\gamma_n}{b} [(1-\alpha)(1-m_T)m_{II}\beta_{II} + (1-m_T)m_k\beta_k + m_T\beta_T]. \quad (10.4)$$

Запасы, извлекаемые из пор $N_{пн}$, каверн $N_{нк}$ и трещин $N_{нт}$, можно оценить дифференцированно (таблица 10.2).

Таблица 10.2 – Классификация анизотропных коллекторов по Ф.И. Котяхову

Тип коллектора	Критерии классификации
1 Трещинный	$\alpha = 1; m_k = 0$
2 Порово-трещинный	$\alpha < 1; N_{пн} > N_{нт}; m_k = 0$
3 Трещинно-поровый	$\alpha < 1; N_{пн} > N_{нт}; \beta_T > \beta_k; m_k = 0$
4 Кавернозно-трещинный	$\alpha = 1; N_{нк} > N_{нт}$
5 Трещинно-кавернозный	$\alpha = 1; N_{пн} > N_{нк}; \beta_T > \beta_k$
6 Трещинно-порово-кавернозный	$\alpha < 1; N_{пн} > N_{пн} + N_{нк}$
7 Порово-трещинно-кавернозный	$\alpha < 1; m_{II} \neq 0; m_k \neq 0; m_T \neq 0; N_{пн} > N_{пн} + N_{нт}$
8 Кавернозно-порово-трещинный	$\alpha < 1; m_{II} \neq 0; m_k \neq 0; m_T \neq 0; N_{пн} > N_{пн} + N_{нт}$

Наибольшим распространением пользуются 6, 7 и 8 типы коллекторов, объединенные под общим названием – смешанный анизотропный тип коллектора, образованный совокупностью полостей различного происхождения и размера (каверны, карстовые полости, пустоты, приуроченные к вершинам стилолитовых образований, поры и трещины).

Правильная оценка анизотропного коллектора важна не только для определения величин абсолютных и извлекаемых запасов, но и для выбора оптимальных параметров вскрытия, испытания и опробования, а также для выбора рациональной конструкции эксплуатационного забоя и методов установления гидродинамической связи пласта со скважиной.

Отличительными признаками анизотропных коллекторов можно считать следующие:

- резко выраженная неоднородность структуры емкостного пространства, состоящего в общем случае из пор, каверн, трещин и различного рода полостей выщелачивания. Причем, все виды эффективного емкостного пространства находятся в состоянии сообщаемости в результате широко развитой сети фильтрационных каналов;

- первичная емкость, связанная с седиментационной пористостью, сохраняется за небольшим исключением крайне редко. Развита преимущественно вторичная емкость, обусловленная процессами выщелачивания, перекристаллизации, метасоматического замещения и трещинообразования;

- расхождение в проницаемости, определенной стандартными лабораторными методами по керну и в пластовых условиях с помощью гидродинамических исследований (в последнем случае она превышает проницаемость керна на порядок и больше);

- зональная неоднородность распределения емкостных и фильтрационных свойств пород в пределах контура залежи, что обуславливает:

- 1) высокие дебиты одних скважин и низкие других, расположенных на незначительном расстоянии друг от друга;

- 2) взаимодействие скважин на значительных расстояниях (до 1 км и более), а в ряде случаев наоборот – отсутствие интерференции между скважинами, расположенными недалеко друг от друга;

- 3) большую скорость распространения возмущающей волны (200–250 км/ч) при гидродинамическом прослушивании скважин;

- зональная неоднородность распределения фильтрационных свойств по разрезу в пределах одной литологически выдержанной толщи, что обуславливает селективные профили притока в эксплуатационных скважинах и приемистости в нагнетательных скважинах;

- несоответствие высокой производительности эксплуатационных, а также приемистости нагнетательных скважин с низкими значениями пористости и проницаемости матрицы пласта-коллектора;

- ведущее участие межблоковой трещинной проницаемости в гидропроводности пласта, что отражается в «двухслойном» характере кривых восстановления давления и одновременном приходе импульса в «реагирующую» скважину при остановке и пуске «возмущающей»;

- существенная зависимость проницаемости анизотропной среды от напряженного состояния пород вблизи ствола скважины, что контролирует выбор оптимальных технологических режимов при испытании, а также при воздействии на призабойную зону.

Следует отметить, что в Западной Сибири анизотропным коллекторам, слагающим продуктивные горизонты, присущи все перечисленные признаки.

В Западной Сибири к сложнопостроенным коллекторам, содержащим значительные запасы нефти и газа, относятся коллекторы ачимовской толщи, баженовской и тюменской свит при глубинах их залегания свыше 2700–3000 м. Причем, при рассмотрении коллекторов ачимовской толщи, к сложнопостроенным относятся коллекторы месторождений, расположенных в границах Восточно-Уренгойской поисковой зоны, в пределах которой отложения ачимовской толщи протягиваются узкой полосой в меридиональном направлении от Западно-Таркосалинского месторождения на юге до Северо-Уренгойского – на севере. Нефтегазоконденсатные и нефтяные залежи в ачимовской толще, в пределах Восточно-Уренгойской поисковой зоны, имеют сложное геологическое строение, приурочены к литологически экранированным ловушкам, характеризуются аномально-высоким пластовым давлением (коэффициент аномальности – 1,7) и, как показано в работе [143], на основании комплексного анализа результатов кернового материала и гидродинамических исследований – трещинно-поровым строением коллектора.

Следует отметить, что коллекторы рассматриваемых отложений характеризуются различным генезисом, морфологией и структурой емкостного пространства. Коллекторы ачимовской толщи и тюменской свиты близки к традиционным трещинно-поровым коллекторам, в которых емкостное пространство низкопроницаемой системы представлено, в основном, межзерновым типом пористости, а высокопроницаемой – фильтрационными путями различной ориентации. Коллектор в баженовской свите является уникальным коллектором, образовавшимся непосредственно в нефтематеринской толще в ходе процессов генерации нефти. Емкостное пространство низкопроницаемой системы в коллекторе баженовской свиты представлено микропустотами различного генезиса: в основном, это пустоты, образовавшиеся под воздействием

процессов выщелачивания и преобразования органического вещества в жидкие и газообразные углеводороды, а высокопроницаемой – в основном трещиноподобными расслоениями, имеющими горизонтальную ориентацию.

Несмотря на различия в морфологии и структуре емкостного пространства рассматриваемых коллекторов ачимовской толщи, тюменской и баженовской свит, общим для них является основное – наличие двух резко отличных по фильтрационно-емкостным свойствам систем. В настоящее время поведение сложнопостроенных коллекторов более детально изучено на примере тюменской и баженовской свит, опытно-промышленная эксплуатация которых на Салымском и Красноленинском месторождениях проводится с 1974 г. Нефтегазоконденсатные залежи в ачимовской толще Восточно-Уренгойской зоны введены в опытно-промышленную эксплуатацию только в 1997 г. и их поведение на различных режимах в процессе длительной эксплуатации изучено недостаточно.

Проведение опытно-промышленной эксплуатации залежей нефти в баженовской свите на Салымском месторождении, в тюменской и баженовской свитах на Красноленинском месторождении, газоконденсатнонефтяных залежей в ачимовской толще на Уренгойском месторождении позволило получить ценный материал о поведении сложнопостроенных коллекторов ачимовской толщи, тюменской и баженовской свит при испытании и разработке на истощение [143].

Например, в процессе пробной эксплуатации залежей нефти в баженовской свите на Салымском месторождении установлено, что скважины, вступившие в эксплуатацию с одинаковыми дебитами и пластовыми давлениями, в дальнейшем ведут себя по-разному. Дебит и текущее пластовое давление в одних скважинах снижаются медленно, а суммарный отбор из скважины достигает значительных величин 100–200 тыс. м³. В других скважинах наблюдается быстрое снижение дебита и текущего пластового давления, а суммарный отбор из скважин значительно ниже. Такое поведение скважин может быть связано как с геологическими (линзовидное строение коллектора, обуславливающее ограниченный объем дренируемых запасов), так и с технологическими (неправильный выбор режима эксплуатации скважины, приводящий к снижению давлений в пласте ниже давления насыщения нефти газом для нефти или давления начала конденсации для газоконденсатных систем, смыканию трещин и др.) причинами.

Проведенный анализ показал, что в большинстве случаев резкое снижение дебита скважин и текущего пластового давления, низкие суммарные отборы из скважин связаны с особенностями технологии эксплуатации, а именно: с режимом работы скважин. Выбор оптимального режима испытания и работы скважин является важной задачей, особенно в сложнопостроенных коллекторах.

10.3 Состояние околоскважинной зоны продуктивных горизонтов перед испытанием

После проводки скважины напряжения в толще пород вокруг ствола в соответствии с решением С.Г. Лехницкого [88] определяются уравнениями

$$\sigma_r = -Ap_r \left(1 - \frac{R_c^2}{r^2} \right) - p_c \frac{R_c^2}{r^2}, \quad (10.5)$$

$$\sigma_\theta = -Ap_r \left(1 + \frac{R_c^2}{r^2} \right) + p_c \frac{R_c^2}{r^2}, \quad (10.6)$$

$$\sigma_z = -p_r, \quad (10.7)$$

где σ_r , σ_θ , σ_z – радиальное, тангенциальное и вертикальное напряжения соответственно; A – коэффициент бокового распора; p_r – горное давление; p_c – давление столба жидкости в скважине; R_c – радиус скважины; r – текущий радиус.

Подставив в выражение (10.5), (10.7) $r = R_c$, получим напряжения на стенки скважины

$$\sigma_r = -p_c; \quad \sigma_\theta = -2Ap_r + p_c; \quad \sigma_z = -p_r. \quad (10.8)$$

Для создания депрессии при испытании продуктивных горизонтов снижается давление столба жидкости в скважине. При максимальной депрессии $p_c = 0$ напряжения на стенки скважины будут соответственно равны

$$\sigma_r = 0; \quad \sigma_\theta = -2Ap_r; \quad \sigma_z = -p_r. \quad (10.9)$$

Таким образом, при испытании деформация призабойной зоны пласта, связана, в основном, с действием кольцевого (тангенциального) и вертикального напряжений. Величина вертикального напряжения равна горному давлению, а кольцевое сжимающее напряжение зависит от горного давления и коэффициента бокового распора, который показывает, какую часть горного давления составляет боковое давление. Этот коэффициент зависит от физико-механических свойств горных пород, условий залегания пласта и может быть определен только экспериментальным путем.

В лаборатории физико-механических свойств горных пород Всесоюзного института горной механики и маркшейдерского дела (ВНИМИ) были проведены исследования по изучению явления бокового распора [98]. Несмотря на то, что в этих исследованиях использованы ограниченные нагруз-

ки, встречающиеся в практике горных работ на твердые полезные ископаемые, они представляют интерес для оценки напряженного состояния приствольных зон нефтяных и газовых скважин.

Исследованиями ВНИМИ было установлено, что давление сжатия образцов горных пород осевой нагрузкой, равной p_r , и осесимметричным обжатием p_θ описывается линейной зависимостью

$$p_\theta = Ap_r + B\varepsilon_\theta \quad (10.10)$$

где A – коэффициент бокового распора, характеризующий для данной породы зависимость реактивного бокового давления от активной нагрузки, сжимающей породу при условии полного предотвращения деформации выдавливания; B – коэффициент поперечной разгрузки, показывающей, насколько снижается давление бокового распора данной породы в результате развития деформации бокового выдавливания; ε_θ – деформация бокового выдавливания.

Экспериментально установлено, что коэффициент бокового распора зависит от времени действия нагрузки, причем коэффициент бокового распора при длительном действии нагрузок A_n больше или равен коэффициенту бокового распора при кратковременном действии нагрузок A_0

$$A_n \geq A_0. \quad (10.11)$$

Коэффициенты бокового распора A_n и A_0 зависят от величины нагрузки, действующей на образец: чем больше нагрузка, тем больше A_n и A_0 , но в определенном интервале их можно принимать постоянными величинами.

Аналогичным неравенством связаны между собой коэффициент поперечной разгрузки при длительном развитии деформаций B_n и коэффициент поперечной разгрузки при кратковременном развитии деформаций B_0

$$B_n \geq B_0. \quad (10.12)$$

Для пород, близких по свойствам к пластичным, значения коэффициентов A_n близки к единице, коэффициентов A_0 – к нулю. На основании проведенных исследований Б.В. Матвеев, Ю.М. Карташов и И.Г. Беллад [98] сделали важный для практики вывод о том, что для расчета напряженного состояния сжимаемого массива около горных выработок можно использовать аппарат упругости, но вместо коэффициента A необходимо брать следующую величину

$$\mu = \frac{A}{1+A}, \quad (10.13)$$

а вместо модуля Юнга

$$E = \frac{B}{1+B}. \quad (10.14)$$

Кроме того, для оценки напряжений и деформаций породы в момент приложения к ней нагрузок необходимо использовать величины A_0 и B_n .

Метод испытания горных пород на боковой распор, разработанный ВНИМИ применительно к задачам прогноза горного давления на крепь шахтных стволов, состоит в приложении к цилиндрическим образцам породы (диаметром 36 мм и высотой 40 или 70 мм) объемных нагрузок, имитирующих горное и боковое давления, отвечающих задаваемым деформациям выдавливания (поперечным деформациям образца).

В таблице 10.3 в качестве примера приведены коэффициенты бокового распора некоторых пород, определенные методом ВНИМИ.

Таблица 10.3 – Коэффициент бокового распора некоторых пород

Порода	Кол-во образцов	Диапазон величин A_0	Средняя величина A_0	Диапазон величин A_n	Средняя величина A_n
Песчаник глинистый	2	0,17–0,39	0,280	0,45	0,45
Мел	12	0,24–1,00	0,405	0,25–1,00	0,757
Известняк рыхлый	1	0,47	0,470	0,56	0,56
Мергель	23	0,23–0,92	0,549	0,27–1,00	0,757
Алеврит	5	0,36–1,00	0,590	0,36–1,00	0,705
Глинистый сланец	7	0,38–0,79	0,600	0,38–0,90	0,660
Аргиллит	24	0,38–0,92	0,616	0,38–0,95	0,707
Песчаный сланец	4	0,51–0,69	0,620	0,71–0,89	0,800
Глина	43	0,29–1,00	0,710	0,41–1,00	0,790

Из всего сказанного можно заключить, что кольцевые напряжения в зависимости от величины бокового распора могут быть меньше, равны или больше горного давления. Отсюда, напряженное состояние приствольной

зоны продуктивного горизонта зависит от физико-механических свойств горных пород, слагающих продуктивный интервал; времени, прошедшего с момента вскрытия до опробования, и времени процесса опробования.

После вскрытия скважиной горных пород вступает в действие механизм перераспределения напряжений [24, 64, 110, 186], который наиболее резко проявляет себя в околоскважинной зоне. Это изменение напряжений непосредственно связано с геолого-тектоническими особенностями разреза, литологией горных пород, чередованием менее прочных пластичных пластов с более прочными и упругими, техникой и технологией проводки скважины и многими другими факторами, действие которых изучено слабо или вовсе не изучено. Наиболее сильное влияние на изменение напряженного состояния ствола скважины оказывает деформация пластичных пород разреза и вытекание их в ствол под действием горного давления. При этом происходит снижение горного давления в отложениях, залегающих под пластичным пластом, и снижение напряжений в пластах, залегающих выше, за счет образования свода. Исследования этого явления, проведенные Ю.П. Желтовым и С.А. Христиновичем [46], позволили установить, что снижение горного давления в пластичном пласте определяется уравнением

$$\beta_0 = q_n - q = \frac{K_0}{a} \left[\left(\frac{r_*}{r_0} \right)^{\frac{2a}{1-a}} - \left(\frac{r}{r_0} \right)^{\frac{2a}{1-a}} \right] \quad (10.15)$$

где β_0 – снижение горного давления, МПа; q_n – горное давление до проводки скважины, МПа; q – величина пониженного горного давления, МПа; K_0 – коэффициент сцепления породы пластичного пласта в зоне r_0 ; $a = \tan \varphi$, φ – угол внутреннего трения; r , r_0 , r_* – соответственно текущий радиус, радиус нарушенной зоны пластичного пласта, радиус зоны пониженного горного давления, м.

Коэффициент сцепления и угол внутреннего трения являются характеристиками предельных состояний горной породы (паспорта прочности). При большом всестороннем сжатии можно приближенно считать коэффициент сцепления постоянным, не зависящим от изменения горного давления, т. е. $K_0 = K = \text{const}$. Угол внутреннего трения для пластичных пород в условиях большого давления всестороннего сжатия очень мал, т. е. с повышением давления $a \rightarrow 0$.

В условиях скважины, заполненной промывочной жидкостью, понижение радиального напряжения в приствольной зоне возможно до величины, равной давлению столба глинистого раствора. Учитывая это, минимально возможная величина горного давления в зоне нарушения будет равна

$$q_0 = p_c + K. \quad (10.16)$$

В этом случае снижение горного давления с достаточной для практики точностью определяется из выражения

$$\beta = q_n - q_0 = 2K \ln \frac{r_*}{r_0}. \quad (10.17)$$

Обычно на практике представляет интерес радиус зоны пониженного горного давления. Решая уравнение относительно r_* , получаем

$$r_* = r_0 e^{\frac{q_n - q_0}{2K}}. \quad (10.18)$$

Выражение (10.18) показывает, что радиус зоны пониженного горного давления зависит от радиуса зоны нарушения пласта, но в значительно большей степени от величины горного давления и коэффициента сцепления породы. Это позволяет сделать важный для практики вывод [46] – эффект разгрузки горного давления с глубиной значительно увеличивается.

10.4 Лабораторная установка по исследованию напряженного состояния горных пород и анизотропных коллекторов

Для изучения поведения горных пород и коллекторов, особенно сложного типа с трещинной проницаемостью, в пластовых условиях, использовалась лабораторная установка, разработанная Б. И. Кравченко, Т. Р. Смычковой, А. А. Шамко и др.

Гидравлическая схема установки для исследования анизотропных коллекторов состоит из насоса Н1 для создания высокого давления, компенсатора КМ1, четырех моделей пласта МП1–МП4, четырех декомприматоров ДК1–ДК4, мерной емкости, пяти клапанов-отсекателей с электроприводом КО1–КО5 и трубопроводной обвязкой с запорной арматурой ВН1–ВН23 (рисунок 10.6).

Модели пласта МП1–МП4 для исследования трещинных коллекторов состоят из корпуса с камерой для жидкостного обогрева исследуемого керна.

В корпусе расположены резиновая манжета М1, предназначенная для гидрообжима исследуемой модели (керна), с двумя карманами (верхним и нижним) для размещения сегментов, обеспечивающих подвод рабочей смеси (жидкости) к фильтрационным каналам (трещинам) в исследуемой модели, два перфорированных диска Д1, обеспечивающих вход и выход кольматирующей смеси и пластового флюида.

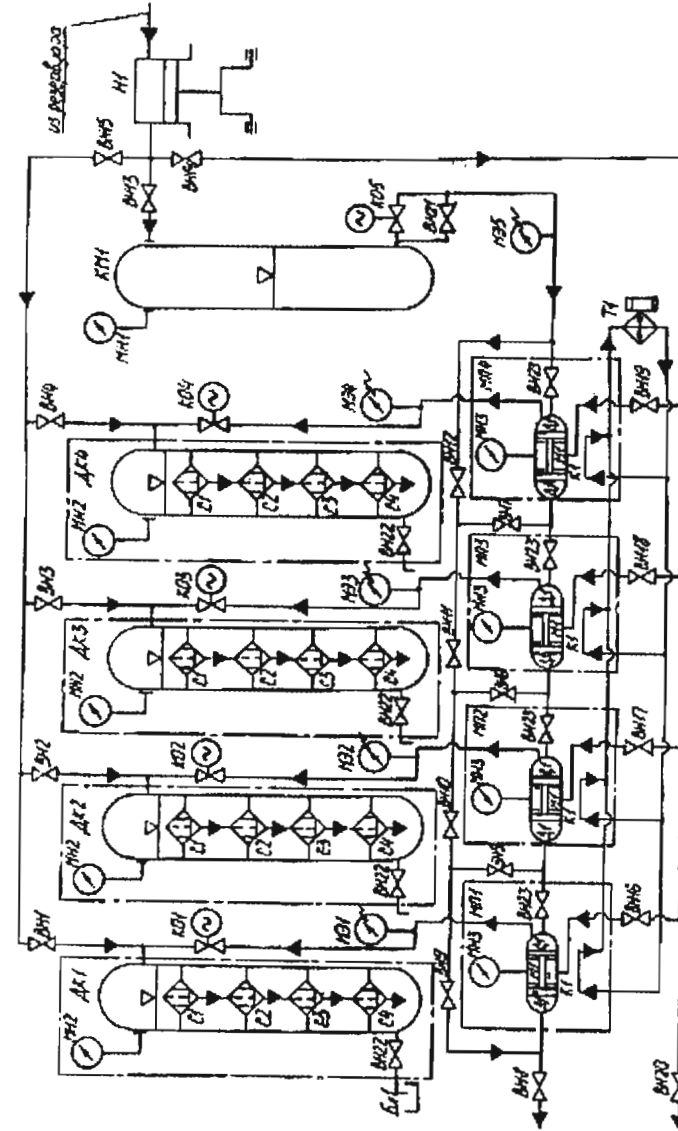


Рисунок 10.6 – Гидравлическая схема установки исследования анизотропных коллекторов. Схема испытания пластов глубокими циклическими депрессиями в неустойчивых породах:

Н1 – насос создания высокого давления; КМ1 – компенсатор пневмо-гидравлический; БП1 – мерная емкость; МП1...МП4 – модели пласта; ДК1...ДК4 – декомприматоры; С1...С4 – набор сит от 0,55 до 0,16 мм; КО1...КО5 – клапаны-отсекатели с электроприводом; ВН1...ВН23 – вентили; МН1...МН4 – датчики давления; МЭ1...МЭ5 – датчики давления (электроконтактные манометры); Т1 – термостат

Компенсатор пневмо-гидравлического типа КМ1 служит для поддержания высокого давления в модели пласта, создаваемого насосом Н1. Он включает в себя корпус, подключаемый штуцерами к насосу и моделям пласта, и снабжен манометром МН1, установленным на пульте.

Декольматор ДК1–ДК4 предназначен для компенсации величины противодействия, служащего для моделирования процесса декольматации и регулировки процесса релаксации при смыкании трещин в модели пласта, а также для замера твердой фазы кольматирующего материала.

Декольматор включает в себя корпус со встроенным отражателем струи и набором сит в количестве 4 шт. С1–С4 с размерами ячеек от 0,55 мм до 0,16 мм.

В нижней части декольматора имеется выходное отверстие, снабженное вентилем ВН22 с возможностью сброса дополнительной жидкости, поступившей из модели пласта, в мерную емкость.

Корпус декольматора подключен к датчику давления МН2, установленному на пульте.

Установка позволяет осуществить:

- создание пластовых и горных давлений на исследуемом керне;
- кольматацию керна рабочей жидкостью;
- воспроизведение процесса нефтеизвлечения способом плавного снижения и импульсного увеличения депрессии в режиме «набор–сброс»;
- определение действенных способов борьбы со стойкими блоками фильтрационных каналов;
- замер твердой фазы кольматирующего материала.

Установка для исследования коллекторов (рисунок 10.6) состоит из 4-х моделей пласта МП1–МП4, с расположенными в них исследуемыми образцами керна, имеющими трещины различной ориентации.

Полости модели пласта над и под перфорированными дисками Д1 через систему трубопроводов и вентилях высокого давления ВН5–ВН12 подключены к компенсатору пневмо-гидравлическому КМ1; последний подсоединен через вентиль ВН13 к насосу Н1.

Внешние полости манжет М1, обжимающих исследуемую модель, подключены через вентили ВН16–ВН19, ВН14 к насосу и снабжены отдельными датчиками давления МН3. Имеется возможность сброса давления вентилем ВН20.

Через нагревательные камеры всех моделей пласта циркулирует жидкость от термостата Т1, входящего в состав установки.

Полости моделей пласта над перфорированным диском Д1 отдельным трубопроводом с установленными на нем датчиком давления МЭ1–МЭ4 и клапанами-отсекателями КО1–КО4 соединены с входом в декольматоры ДК1–ДК4. Вход каждого декольматора с отдельным трубопроводом и вентилем ВН1–ВН4 соединен с насосом Н1 для создания начального давления.

Суть лабораторных исследований состоит в том, что в модели анизотропного коллектора создают необходимые пластовые условия, кольматируют керн рабочей жидкостью, а затем воспроизводят процесс нефтеизвлечения способом плавного снижения и импульсного увеличения депрессии.

Перед началом испытаний, на основании предварительных исследований скважины, задают начальные давления в компенсаторе и декольматоре насосом Н1, а также боковое и горное давления, создаваемые тем же насосом в полости манжеты модели пласта. При этом перепад давлений в модели, обуславливающий одностороннее давление на исследуемый керн, не должен превышать 5 МПа.

Рабочая жидкость (флюид, кольматант и т. д.) подается насосом Н1 через компенсатор КМ1, клапан-отсекатель КО5, датчик давления МЭ5 и вентиль ВН23 через набор моделей МП1–МП4, моделирующих вскрытый разрез пласта. В том случае, если одна или несколько моделей кольматируются с помощью вентилях ВН5–ВН12, осуществляется изменение входа и выхода рабочей жидкости.

Например, при кольматации модели МП3 закрывается вентиль ВН23, относящийся к модели, и открываются вентили ВН7, ВН11, ВН6.

На выходе модели МП3 осуществляется постоянная подпитка рабочей смесью, а на входе она с помощью клапана-отсекателя КО3 подключается к декольматору ДК3. Задавая датчиком давления МЭ3 перепад давлений в модели пласта, имитируя плавное снижение и импульсное увеличение депрессии, осуществляют периодические выбросы рабочей смеси в декольматор до полного снятия блокады проницаемости керна.

После каждого выброса необходимо вручную открыть вентиль ВН20, сбросив давление в декольматоре до начального. При этом мерной емкостью измеряется дебит пластовой жидкости.

Проходя через набор сит, установленных в декольматоре, твердая фаза кольматирующего материала задерживается на них, что дает возможность изучить гранулометрический состав и количество твердой фазы.

Изменяя число циклов воздействий (импульсов давления) при разных депрессиях, изменяют интенсивность и время декольматации.

По гранулометрическому анализу выходящего кольматанта делают заключение о раскрытости флюидопроводящих путей в условиях деформации горных пород, а затем определяют величины давлений и циклов воздействий для повышения нефтеизвлечения.

10.5 Методика выполнения экспериментов

Все лабораторные исследования проводились по специальным программам, которые отличались друг от друга объемом и порядком проведения работ, параметрами экспериментов и конструкцией моделей, в части ориентации фильтрационных каналов.

Суть лабораторных исследований состояла в том, что модель анизотропного коллектора помещали в камеры бомб, создавали необходимые условия, а затем воспроизводили процесс вызова притока и декольматации пласта.

Весь процесс эксперимента разделялся на следующие операции:

- моделирование пластовых условий в камерах бомбы;
- выдержку модели под действием пластовых нагрузок и наблюдения за деформациями;
- измерение упругих деформаций модели;
- измерение деформаций при имитации декольматации и вызова притока.

Поскольку лабораторная установка для изучения процессов вскрытия и испытания анизотропных коллекторов представляет собой сложный прибор, включающий большой комплекс аппаратуры, были разработаны и применены наиболее рациональные приемы выполнения операций, предусмотренных программами, обеспечивающие безопасность и высокое качество экспериментальных работ.

При создании пластовых условий в камерах бомб основное внимание уделялось сохранению модели анизотропной среды от повреждения. Для этого сначала поднимали боковое давление на величину, немного превышающую пластовое, а затем пластовое давление доводили до нормы. Давление внутри модели разгружало напряжения на контактах искусственных трещин и микротрещин блоков, предохраняя их от смятия под действием пластовых условий. После этого продолжали подъем до заданных величин сначала бокового давления, а затем горного.

Выдерживание модели под действием пластовых нагрузок проводилось прежде всего для более равномерного перераспределения напряжений по всему объему модели и снижения концентрации напряжений на отдельных участках (релаксации). Кроме того, выяснялась пригодность моделей для выполнения эксперимента. Эксперименты проводились на моделях, у которых под действием пластовых условий возникали напряжения ниже предела упругих деформаций. Поэтому в качестве материала для моделей подбирались образцы керна из наиболее прочных и плотных разностей горных пород. Такое условие ставилось для того, чтобы с большей вероятностью судить о причинах деформаций и разрушений моделей. Если наблюдались пластические деформации, которые свидетельствовали о том, что в период выдержки моделей в пластовых условиях напряжения превысили предел упругости блока, то такая модель считалась непригодной для исследований и отбраковывалась.

На установке были исследованы образцы (керна) анизотропных коллекторов, взятых со скважин, вскрывающих продуктивные отложения тюменской и баженовской свит, ачимовской толщи, подсолевого и межсолевого комплексов АО «Юганскнефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ОАО «Нижневожскнефть», ПО «Удмуртгеология», ПО «Белгеология», ОАО «Тэбукнефть» и ОАО «Оренбургнефть» (таблица 10.4).

Таблица 10.4 – Описание керна материала, использованного для изготовления некоторых образцов

Площадь	Интервал отбора керна, м	Номер образца	Литологическое описание
Салымская (бажен- новская свита)	2824–2833	4	Аргиллит темно-серый, мелкие трещины
Салымская (бажен- новская свита)	2794–2797	11	Аргиллит глинистый, темно-серый, чешуйчатый, крепкий
Судовицкая	3089–3104	8	Доломит серый, с коричневатым оттенком, плотный, крепкий, массивный, трещиноватый с примесью глинистого материала
Судовицкая	3334–3343	12	Известняк черно-серый глинистый массивный, плотный, крепкий, трещиноватый
Судовицкая	3421–3423	14	Доломит серый, участками до черного, глинистый, массивный, плотный, имеются единичные трещины
Кудиновская	2817–2853	21	Известняк серый с большим количеством стилолитов и микротрещин, плотный, крепкий
Кудиновская	3123–3177	98	Известняк светло-серый массивный, крепкий, с коричневым оттенком
Кудиновская	2878–2883	91	Доломит коричнево-серый мелкозернистый массивный, с редкими глинистыми прослойками

Образцы (модели) коллектора изготавливались с горизонтальными, наклонными (25°, 45°, 75°) и вертикальными фильтрационными каналами, имеющими начальную раскрытость 0,2–0,3 мм. Причем такая раскрытость выбиралась экс-

периментально, так как при создании начальных пластовых условий смыкание фильтрационных каналов у большинства моделей не происходило, а их раскрытость сохранялась, что соответствовало реальным условиям и неоднократно описывалось в работах [17, 21]. Для моделирования приствольной зоны скважины использовалось известное условие механического подобия [21, 112].

Чтобы обеспечить возможность сопоставления деформаций трещинных моделей при исследовании, во всех моделях, используемых для одного вида экспериментов, площадь контактов была постоянной. Кроме того, во всех трещинных моделях, используемых в исследованиях, сохранялось постоянным и равным 0,85 отношение площади поверхности трещин к площади сечения модели.

Экспериментальные исследования проводились на породах с трещинами или ранее кольтмированными твердой фазой, или искусственно кольтмированными аналогичным материалом, под давлением, соответствующим давлению бурового раствора в процессе вскрытия объекта (на 5–10% выше пластовых), согласно известной методике [21, 110].

Суть эксперимента состояла в том, что в модели создавались пластовые давления, а затем имитировался вызов притока и декольтмации трещин импульсами депрессии. Кроме того, проводились и нижеследующие исследования:

- установление депрессии, соответствующей оптимальной раскрытости трещин;
- измерение скорости и интенсивности процесса фильтрации и декольтмации трещин под воздействием переменных депрессий.

Циклические гидравлические воздействия в режиме «накопление–сброс» от 2–4 до 28–30 МПа проводились на всех моделях образцов пород.

Полученные результаты частично вынесены на графики (рисунки 10.7 и 10.8), а частично сведены в таблице 10.5. Из них видно, что на интенсивность декольтмации (фильтрации) трещин влияют и величина создаваемой депрессии на пласт, и число циклов воздействий. А оптимальные для условий фильтрации величины депрессии, кроме того, зависят еще от пространственного положения фильтрационных каналов и свойств породы.

Но вместе с тем отмечаются довольно четкие, хорошо согласующиеся с результатами теоретического анализа, закономерности. Из графиков видно, что интенсивность декольтмации фильтрационных путей с увеличением величины депрессии, на которой происходит сброс давлений, возрастает лишь до определенного значения депрессии, с последующим резким уменьшением, зависящим от пространственного положения флюидопроводящих путей. Для горизонтальных трещин эти значения наименьшие – не выходят за пределы 12–14 МПа, для наклонных они возрастают, а для вертикальных – максимальные. Влияют на эти значения и механические свойства пород: для устойчивых пород Прикамья, нижнего Поволжья, Беларуси значения наибольшие, а для

податливых глинистых пород Западной Сибири они минимальные. Вполне закономерно и то, что интенсивность декольтмации фильтрационных каналов возрастает лишь при увеличении депрессии до величин, соответствующих оптимальной раскрытости флюидопроводящих каналов и наилучшим условиям фильтрации. При дальнейшем увеличении депрессионных воздействий интенсивность декольтмации фильтрационных каналов снижается вплоть до полного прекращения процесса.

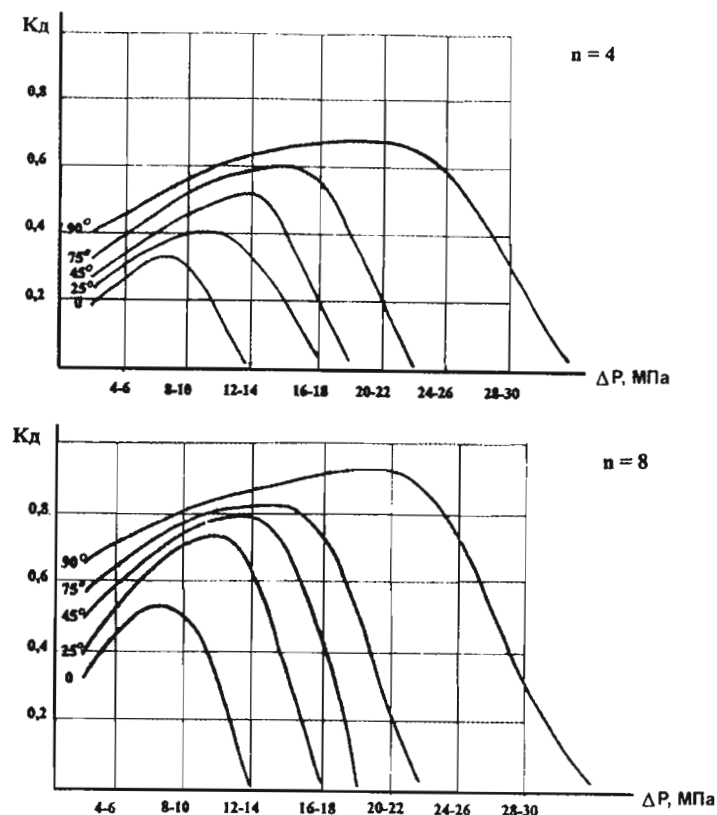


Рисунок 10.7 – Зависимость декольтмации образцов от ориентации фильтрационных каналов и циклического изменения депрессии при $n = 4$ и $n = 8$:

n – число циклов воздействий; K_d – коэффициент декольтмации; ΔP – рабочая депрессия; $0-90^\circ$ – ориентация фильтрационных каналов

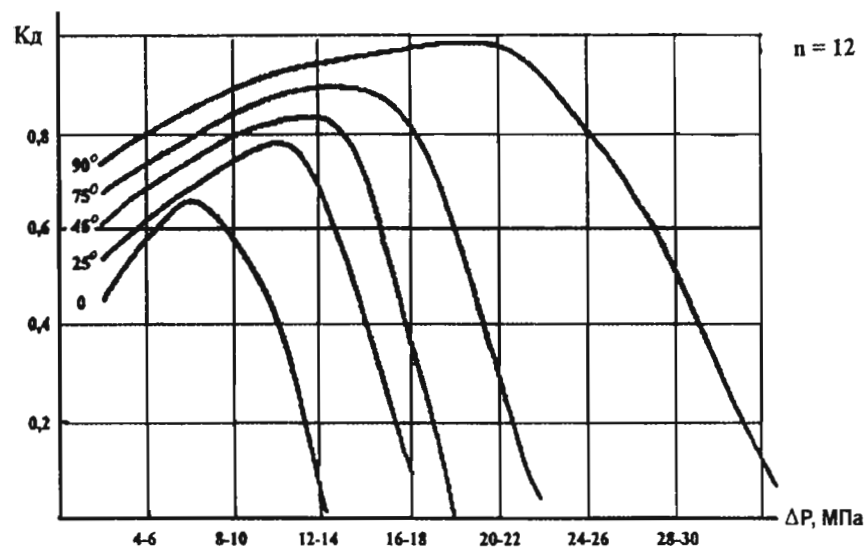


Рисунок 10.8 – Зависимость декольматации образцов от ориентации фильтрационных каналов и циклического изменения депрессии при $n=12$: n – число цикловодействий; K_d – коэффициент декольматации; ΔP – рабочая депрессия; 0–90° – ориентация фильтрационных каналов

В этих закономерностях получает отражение установленная зависимость активности декольматации, в первую очередь от проявления горного давления и интенсивности импульсов, а условия фильтрации и от перепада давления в системе «трещина – скважина», за счет которого происходит фильтрация, от снижения давления во флюидопроводящем канале или смыкающего его. Экспериментами установлено и то общее положение, что при значениях депрессий, больших, чем оптимальные, условия декольматации и фильтрации существенно ухудшаются.

Отсюда следует практический вывод – при освоении и эксплуатации скважин необходимо величину создаваемой импульсной депрессии подбирать так, чтобы она в наибольшей мере соответствовала ее оптимальному значению. Эти оптимальные депрессии разные для каждого комплекса отложений, глубин их залегания и особенностей строения коллектора. Их ориентировочные значения могут быть

Таблица 10.5 – Определение интенсивности декольматации на моделях с горизонтальными фильтрационными каналами (трещинами)

Номер образца	Номер эксперимента	Начальные и конечные значения депрессии, МПа																	
		2-4	3	4	5	6	7	8	9	10-12	14-16	18-20	22-24	20	21	22	26-28		
Продуктивные отложения Западной Сибири --- баженовская свита																			
155	45	4"	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12
		11	25	34	11	70	95	25	56	69	9	21	37	3	11	3	11	3	11
148	54	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12
		11	28	40	34	63	82	27	51	70	11	20	35	3	9	3	9	3	9
141	70	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12
		12	23	33	41	72	90	24	55	72	10	19	34	2	10	2	10	2	10
154	65	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12
		15	29	42	30	74	91	31	62	73	12	21	38	2	11	17	3	11	17
158	52	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12
		11	24	33	42	71	89	27	50	68	2	18	27	3	11	3	11	3	11
160	51	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12
		16	32	48	51	75	94	28	60	73	7	20	31	4	14	4	14	4	14
159	63	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12
		10	21	34	49	73	89	25	54	70	2	17	29	6	15	2	15	2	15
Продуктивные отложения Западной Сибири --- тюменская свита																			
111	22	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12
		15	32	49	24	60	78	44	77	93	31	51	68	9	15	28	9	15	28
126	30	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12
		10	30	47	20	41	65	38	59	88	25	43	60	11	22	11	22	11	22

Продуктивные отложения Западной Сибири — томенская свита																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
108	31	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		16	34	50	28	63	81	47	79	94	30	48	71	3	12	24	-	0,6	7	-	-	-	
133	28	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		15	31	48	25	61	76	46	80	92	32	53	70	-	9	21	-	-	-	-	-	-	
127	23	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		17	38	51	30	65	74	48	78	96	29	45	68	4	14	25	-	-	8	-	-	-	
117	29	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		15	29	43	32	59	70	45	70	94	24	61	73	0,5	9	15	-	-	-	-	-	-	
114	26	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		17	35	48	29	61	73	41	72	95	29	58	69	2	12	21	-	2	11	-	-	-	
Продуктивные отложения Нижнего Поволжья — трещиноватые доломиты и известняки																							
21	2	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		18	37	58	27	63	79	33	74	96	30	67	80	11	19	37	0,5	3	12	-	-	-	
21	3	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		21	34	61	25	58	84	29	77	98	28	69	83	8	12	38	-	6	14	-	-	-	
91	6	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		17	29	41	21	38	56	31	72	95	24	31	63	0,5	9	15	-	-	-	-	-	-	
91	8	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		15	25	39	19	33	53	28	69	97	22	33	59	-	2	11	-	-	-	-	-	-	
28	3	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		23	30	37	29	42	62	35	54	77	40	69	98	33	51	76	18	27	54	-	4	11	
29	11	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		14	28	44	34	66	97	21	40	73	7	17	23	7	0,5	7	-	-	-	-	-	-	

Продуктивные отложения Припятского прогиба — трещиноватые известняки																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
34	9	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		11	24	49	37	52	68	64	81	97	27	34	51	0,3	12	14							
12	7	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		27	45	78	31	75	99	16	38	51	11	26	—	—	12	—							
5	16	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		17	20	32	22	37	54	26	47	73	55	66	87	40	89	91	24	35	44	4	0,2	7	
8	3	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		18	21	39	25	31	48	37	64	81	39	89	93	19	44	61	3	16	24	—	—	0,8	
14	4	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		16	23	35	28	54	68	34	72	99	25	49	65	7	21	30	—	2	11	—	—	—	
10	16	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	4	8	12	
		12	19	27	22	38	57	37	77	91	15	26	40	3	13	21	—	5	8	0,4	—	—	

*) в числителе — число цикловодействий, в знаменателе — количество материала, поступившего из декольматрируемых фильтратных каналов в приемник лабораторной установки, в %

получены на установках описанного типа при исследовании кернов, полученных из пробуренных скважин. Они могут быть сходными для смежных месторождений и пробуренных на них разведочных скважин и потребуют лишь уточнения в процессе освоения скважин по данным контроля хода и результатов операций.

Теоретический анализ вышеописанных экспериментальных данных был проведен на основе подхода, предложенного авторами [21, 110]. Как показано, для удаления бурового раствора из прискважинной зоны трещинного коллектора, когда трещины имеют горизонтальную направленность, величина депрессии должна удовлетворять приведенному в работе условию, в котором коэффициенты деформации стенок трещин при депрессии и репрессии оцениваются по известным зависимостям Ю. П. Желтова [45].

Так как при депрессии горная порода сжимается, а при репрессии расширяется, то коэффициент деформации стенок трещин для одной и той же породы будет различным для репрессии и депрессии. Это обусловлено существенным различием модуля Юнга горных пород при сжатии и растяжении ($E_{сж} \gg E_{р}$). Авторы [110] отмечают, что при опробовании анизотропного коллектора величина депрессии на пласт не должна превышать по абсолютной величине критического значения, при котором происходит смыкание фильтрационных каналов.

В случае, когда рассматриваются флюидопроводящие каналы различной ориентации в пространстве, определение коэффициента деформации стенок трещин требует дополнительного изучения.

Экспериментальные исследования [70, 71] по изучению деформации стенок фильтрационных каналов показали, что критическое значение депрессии для наклонных флюидосодержащих каналов ($\Delta P_a^{кр}$) удовлетворительно описывается зависимостью

$$\Delta P_a^{кр} = \Delta P^{кр}(1 + \alpha), \quad (10.19)$$

где α – угол наклона трещины.

Тогда, как следует из работы [110], величина β_a может быть определена по формуле

$$\beta_a = K/E(1 + \alpha). \quad (10.20)$$

Таким образом, величина депрессионного воздействия для удаления кольматирующего материала, в случае различной ориентации фильтрационных каналов, должна удовлетворять неравенству, где вместо β^* необходимо использовать β_a^* .

Из графиков (рисунки 10.7 и 10.8), полученных в результате экспериментальных исследований видно, что существует оптимальное значение депрессии ($\Delta P_a^{опт}$), при котором достигается максимальная декольматация фильтрационных путей. Это значение приблизительно составляет

$$\Delta P_a^{опт} = (0,5 \dots 0,7)/\beta_a^*. \quad (10.21)$$

10.6 Циклические воздействия на напряженно-деформируемую зону пласта

10.6.1 Предупреждение нарушений ствола скважины при глубоких депрессионных воздействиях в интервалах с неустойчивыми породами

Серьезной проблемой в напряженно-деформируемой системе «скважина – пласт» является нарушение обсадных колонн при глубоких депрессионных воздействиях на продуктивные интервалы в случаях вызова интенсификации притоков.

Анализ горнотехнических условий показывает, что нарушение происходит в пластически деформирующихся породах. Как отмечено выше, сохранение целостности обсадных колонн и ствола скважины в таких породах сводится к разработке способов выделения по разрезу скважины интервалов, опасных в отношении нарушения обсадных колонн, разработки методических приемов и технических решений, направленных на управление проявлениями горного давления.

Так, при испытании глубокозалегающих пластов в неустойчивых породах циклическими депрессионными воздействиями был применен один из разработанных нами [64] методов при вызове притока нефти. На рисунке 10.9 представлена схема испытания пласта с воздействием глубокими циклическими депрессиями в неустойчивых породах. На рисунке 10.9 приняты следующие обозначения: 1 – скважина, 2 – колонна труб, 3 – пусковые клапаны, 4 – заколонное пространство, 5 – пласт с неустойчивыми породами, 6, 7, 8, 10 – пакеры, 9 – рабочее пусковое устройство, 11 – обратный клапан.

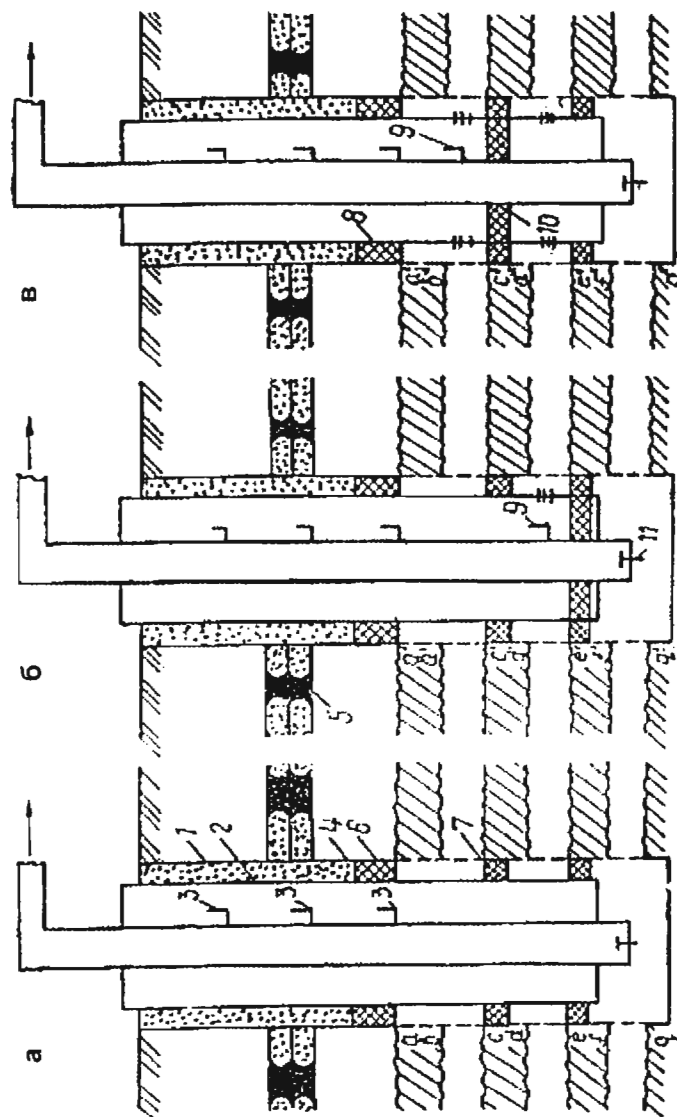


Рисунок 10.9 – Схема испытания пластов глубокими циклическими депрессиями в неустойчивых породах

Сущность предложенного метода заключается в следующем. В скважину 1, заполненную жидкостью, спускают колонну труб 2, изолируют пространство между стволом скважины 1 и колонной труб 2 на уровне кровли испытываемого пласта. При глубоких циклических воздействиях при испытании продуктивных интервалов в неустойчивых породах выше продуктивных объектов могут возникнуть нагрузки, приводящие к разрушению стенок скважины и смятию колонны, поэтому заколонное пространство заполняют жидкостью с удельным весом, создающим давление в этом пространстве, превышающее на 3–6% боковые нагрузки на ствол скважины в процессе испытания, которые определяются в зависимости от глубины понижения уровня жидкости в колонне при вызове пластового флюида.

Для получения полной информации о пропластках (интервалах) неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам коллектора при испытании скважин пакеруют продуктивные интервалы по всему вскрытому разрезу, за исключением последнего, который испытывают, начиная с глубоких депрессий. Затем по направлению снизу вверх по колонне или к хвостовику с помощью насосно-компрессорных труб (НКТ) устанавливают пакер на уровне подошвы предпоследнего пропластка и после перфорации испытывают его, начиная также с глубоких депрессий. И так далее, включая последующий пропласток продуктивного пласта.

В таблице 10.6 приведены экспериментальные и расчетные данные по определению величины сминающих нагрузок, давления столба заливаемой жидкости и соответствующего превышения давления над боковыми нагрузками (%) при постоянном снижении уровня и глубоких циклических воздействиях.

Величина превышения давления на боковые нагрузки при циклических депрессионных воздействиях находится в пределах 3–6%.

В ствол скважины 1 спущена колонна труб 2 с пакерами 6 и 8 для изоляции заколонного пространства 4 между стволом и этой колонной. Пакер 6 и 8 устанавливается на уровне кровли испытываемого пласта, а изолированное пространство 4 заполняется жидкостью. Пакерами 7 изолируются продуктивные пропластки б – с, б – е, ф – г по всему вскрытому разрезу. Затем спускается колонна НКТ с пусковыми 3 и рабочими 9 устройствами до нижнего продуктивного пропластка ф – г. «Башмак» НКТ снабжен обратным клапаном 11. Проводят испытание этого интервала (рисунок 10.9).

После проведения испытаний изолируют пакером 10 пространство между НКТ и колонной труб 2 на уровне непроницаемого пропластка е' – ф' перфорируют интервал д' – е', где с помощью рабочего пускового устройства 9 и пусковых клапанов 3 испытывают его. Затем изолируют пространство между НКТ и колонной труб 2 пакером 10 на уровне непроницаемого пропластка с'' – д'', перфорируют интервал б'' – с'' и с помощью рабочего пуско-

Таблица 10.6 – Экспериментальные данные по определению величин сжимающих нагрузок и давления столба заливочной жидкости при различных понижениях уровня

Диаметр колонны, мм	Толщина стенки трубы, мм	Осевые напряжения, МПа	Критическое напряжение, МПа	Осевые растягивающие силы	Боковые нагрузки на сжатие, МПа					Давление столба закачиваемой жидкости, МПа	Превышение давления над боковыми нагрузками, %
					при постоянном понижении уровня						
					экспериментальные данные	расчет выполнен по А. А. Гайворонскому	экспериментальные данные	расчет выполнен по Г. Т. Овнанову	расчет выполнен по А. А. Гайворонскому		
168	8	41,6	27,0	120	25,3	24,9	31,0	29,5	30,8	31,8	3,2
"	"	45,0	31,4	65	22,2	23,0	36,6	38,2	38,5	40,1	4,0
"	12	38,0	58,0	110	56,4	57,1	65,1	64,2	63,3	66,3	4,5
"	9	"	42,5	93	41,1	41,5	55,5	55,0	55,7	59,3	6,0
"	"	"	"	67	37,5	37,5	53,6	54,2	54,0	57,3	5,7
"	"	"	"	123	36,0	36,8	57,2	58,8	58,1	61,7	5,9
"	12	"	55,0	78	54,3	54,9	63,9	64,3	64,3	66,3	3,4
"	"	"	"	111	52,5	51,1	67,2	67,0	66,8	68,9	3,1
"	"	"	"	132	53,3	49,9	65,6		65,3	68,6	4,8

вого устройства 9 и пусковых клапанов 3 также испытывают его. В таблицах 10.6 и 10.7 приведены расчетные величины боковых нагрузок на ствол скважин в районе залегания неустойчивых пород при испытании продуктивных объектов глубокими депрессионными воздействиями.

Предлагаемый способ реализовывался на скважинах №№ 518, 519 и 528 с анизотропным коллектором. В скважине с продуктивным пластом 2910–3003 м проводились испытания с понижением уровня до 950 м. В результате не был получен пластовый флюид. Более глубокое понижение уровня в скважине могло привести к нарушению ствола, так как давления смятия при глубоких циклических воздействиях (понижениях) составляли 59,1–58,4 МПа (таблица 10.8). Далее испытания проводились по предлагаемому способу.

В ствол скважины 1 спускали колонну труб 2 с пакерами 6 и 8 для изоляции пространства 4 между стволом и этой колонной. Пакеры 6 и 8 устанавливали на уровне кровли испытываемого пласта – 2910–3003 м, а изолированное пространство 4 заполняли жидкостью. Далее пакерами 7 изолировали продуктивные пропластки (2918–2935 м) b – c, (2947–2961 м) d – c и (2983–2999 м) f – g, затем спускали колонну НКТ с пусковыми клапанами 3 до середины нижнего пропластка (2983–2999 м) f – g и испытывали этот интервал глубокими циклическими депрессиями. После проведения испытаний изолировали пакером 10 пространство между НКТ и колонной труб 2 на уровне непроницаемого пропластка (2961–2983 м) e' – f'. Перфорировали интервал (2947 – 2961 м) d' – e' и, с помощью рабочего пускового устройства 9 и пусковых клапанов 3, испытывали глубокими циклическими депрессиями, затем изолировали пространство между НКТ и колонной труб 2 пакером 10 на уровне вышележащего непроницаемого (рисунок 10.9) пропластка (2935–2947 м) c'' – d'', перфорировали интервал (2918–2935 м) b'' – c'' и также с помощью рабочего пускового устройства 9 и пусковых 3 клапанов испытывали его глубокими циклическими депрессиями.

Аналогично были проведены испытания на других скважинах. Полученные результаты приведены в таблице 10.8.

Из таблицы видно, что испытание пропластков предлагаемым способом позволило получить дополнительную информацию о вскрытом разрезе.

Использование способа наиболее эффективно для продуктивных объектов, представленных неоднородными коллекторами, где существует необходимость увеличить скоростные потоки с целью фильтрации и декольматации флюидопроводящих путей, а также сокращения времени на испытание, когда вначале необходимы глубокие циклические депрессии по всему вскрытому разрезу.

Таблица 10.7 – Расчетные величины боковых нагрузок на ствол скважин при различных методах воздействия в районе залегания неустойчивых пород

Номер скважины	Продуктивный пласт, м	Интервалы неустойчивых пород, м	Величина давлений для получения притока, МПа		Давление смятия при постоянном понижении уровня, МПа			Давление смятия при циклических понижениях, МПа			Давление столба заливаемой жидкости, МПа	Превышение давления над боковыми нагрузками, %
			зобойное давление	средняя рабочая депрессия	расчет выполнен по А. А. Гайворонскому	расчет выполнен по Г. Т. Овнатову	расчет выполнен по А. А. Гайворонскому	расчет выполнен по Г. Т. Овнатову				
518	2910–3003	2864–2882	5,2	26,9	43,5	42,9	59,1	58,4	61,7	4,2		
519	2881–2897	2837–2874	3,8	27,7	37,3	37,6	55,6	55,1	57,3	3,0		
525	3076–3104	2844–2879	5,04	29,2	49,1	49,0	60,0	61,3	63,1	6,0		

Таблица 10.8 – Результаты экспериментальных исследований

Номер скважины	Данные, полученные при проведении экспериментальных испытаний												
	Продуктивный пласт, м	Платовое давление, МПа	Данные, полученные до проведения экспериментальных испытаний										
			Понижение уровня, м	Дебит нефти, т·сут	Давление столба заливаемой жидкости, Па	Превышение давления над боковыми нагрузками, %	Понижение уровня, м	Количество глубоких циклов действия	Продуктивные интервалы (пропластки), м	Дебит нефти при пропластках, т·сут	Общий дебит нефти вскрытого интервала, т·сут		
510	2910–3003	32,1	950	61,7	4,2	2480	22	2918–2935	2,1	2947–2961	5,6	нет	
519	2881–2897	31,5	800	57,3	3,0	2510	17	2983–2999	3,5	2884–2888	6,7	14,5	
								2892–2897	7,8	3065–3073	4,1		
525	3056–3104	34,2	1100	63,1	6,0	2600	19	3081–3092	4,0	3096–3101	3,9	12,0	

10.6.2 Механизм изменения забойных давлений в режиме «набор–сброс» при испытании анизотропных селекторов

В процессе строительства скважин рядом исследователей отмечаются разные виды осложнений, возникающих в процессе бурения и реакции объектов на эти воздействия.

Анализ и систематизация материалов наблюдений за поведением объектов в процессе строительства скважин, дали возможность выделить несколько видов их проведения, например, при вызове притока в напряженно-деформируемом массиве.

Различия восприимчивости коллекторов к воздействиям и разные условия освоения скважин могут быть охарактеризованы только статистически. Прогнозно оценить восприимчивость анизотропных коллекторов с достоверностью, необходимой для принятия практических решений, невозможно вследствие широких вариаций строения и свойств пород и слабой изученности закономерностей их изменения по площадям месторождений. А результаты освоения отдельных скважин не всегда поддаются однозначной интерпретации. Если приток получен, неясно, достигнуты ли оптимальные условия или часть фильтрационных путей осталась заблокированной и притока не дает. Если приток не получен, нередко трудно установить явилось ли это следствием непродуктивности объекта или неэффективности воздействий. При использовании плавного увеличения депрессии, принятого за базовую технологию освоения скважин, возникает большое число осложнений и неудач при вызове притока. Переход на другие типы буровых растворов, форсированные режимы отбора жидкости, применение импульсного дренажа, азотно-компрессорного способа вызова притока, гидросвабирование, гидроразрыв и другие предлагавшиеся средства при практической проверке себя не оправдали. Следовательно, осуществлявшиеся воздействия либо недостаточны, либо не те, которые нужны. Однако для разработки или выбора более эффективных средств воздействия необходимо выяснить, чем именно опробованные средства не соответствуют условиям освоения скважин и фактическим состояниям приствольных зон пластов. При этом следует учитывать, что по вариациям раскрытости всякая трещинная система представляет собой непрерывный ряд. Он начинается с трещин, имеющих нулевую раскрытость (сомкнутые трещины), и заканчивается трещинами с некоторой максимальной для каждой трещинной системы раскрытостью. Соответственно этому, свойства тоже представляют полные, связанные переходами наборы: от свойств, присущих сомкнутым трещинам, до специфических для трещин с максимальной раскрытостью.

При освоении скважин проявляются, главным образом, свойства головных фильтрационных каналов, наиболее широких и протяженных. Они

доминируют и наглядно отражаются в связанных с ними явлениях и их последствиях. Фактически же в трещинной системе присутствуют и реагируют на воздействия в скрытой форме и другие трещины (вплоть до непроницаемых). Поэтому результаты освоения скважин могут быть оптимальными лишь в случае предотвращения или ликвидации блокады проницаемости головных и всех остальных фильтрационных каналов, составляющих данную трещинную систему. Если же деблокируются только головные или какие-либо другие элементы системы, то приток вызывается, но результаты оказываются не оптимальными, так как часть трещин в фильтрации не участвует и притока не дает. Если примененным способом вызвать приток не удалось, значит трещины не были деблокированы или они вообще отсутствуют.

Оценивая с этих позиций эффективность способов и средств освоения скважин, которые испытаны на объектах с анизотропным коллектором, можно отметить следующее.

Получение различных результатов при освоении скважин в основном связано с тем, что при плавном увеличении депрессии, приток из трещин, не блокируемых твердой фазой, вызывается успешно, из нестойко блокируемых вызывается с затруднениями. Из трещин, специфичных для третьего и четвертого видов, т. е. стойко блокируемых, не может быть вызван вообще.

Применение буровых растворов, не содержащих твердой фазы или не способствующих набуханию породы, в том числе и безводных, может предотвратить только кольтматацию и закупорку трещин, но не смыкание их горным давлением при депрессии.

Форсированный режим отбора жидкости и импульсный дренаж как средства вызова притока не заменяют базовой технологии. Неприменимы они в обстановке, когда приток мал. А вследствие больших величин депрессий, активизирующих смыкание фильтрационных каналов, сомнительной становится их эффективность для декольтматации коллектора.

Гидросвабирование не только не может противодействовать, но, возможно, даже, наоборот, способствует блокаде проницаемости. В фазе репрессии и поглощения рабочего агента остатки бурового раствора и обвалившиеся со стенок скважины корки могут попадать в фильтрационные пути и проталкиваться в глубь пласта, а при депрессии – в них заклиниваться.

Способствуют стойкой блокаде проницаемости солянокислотный разрыв и гидроразрывы пласта, особенно в маломощных продуктивных пропластках (менее 1 м), где они происходят при динамических репрессиях от 70 до 110 МПа.

Таким образом, рассмотренные способы не универсальны. Взятые в совокупности или отдельно, они могут быть эффективными только при отсутствии или нестойкой блокаде проницаемости. Средства, противодействующие стойкой блокаде проницаемости, в этом наборе отсутствуют.

Перечисленные способы вызова притока, взятые отдельно и в комплексе, оптимальных результатов обеспечить не могут. В тех случаях, когда в осваиваемых объектах ведущую роль играют флюидосодержащие каналы, не блокируемые или нестойко блокируемые твердой фазой буровых растворов, результаты бывают только положительные, а в случаях, когда ведущими являются фильтрационные каналы, стойко блокируемые за счет смыкания и кольтматации, результаты бывают отрицательные или близкие к ним. Успешно устранить стойкую блокаду можно, только обеспечив два условия.

Во-первых, флюидопроводящие каналы должны находиться в состоянии оптимальной раскрытости. Поскольку по мере возрастания депрессии проницаемость анизотропных коллекторов снижается, а затем и утрачивается, то фильтрация не происходит и при нулевой депрессии (когда нет перепада давлений), и при ее критической величине (когда трещины сомкнуты и проницаемость нулевая). Максимальным прирост становится при некоторой меньшей критической величине депрессии, когда устанавливается оптимальное соотношение перепада в системе «скважина – пласт» и раскрытости трещины.

Во-вторых, чтобы при оптимальной раскрытости флюидосодержащих каналов в течение времени, когда напряжения в матрице коллектора еще не релаксировали, на кольтматирующий трещины материал оказывало выталкивающее действие давление, превышающее статическую величину депрессий. При плавном снижении и импульсном увеличении депрессии достигаются оба эти условия. В фазе набора затрубного давления или снижения депрессии (1-я фаза цикла) фильтрационные каналы расширяются, горное давление, заклинивающее кольтматирующий их материал, снижается, а напряжения в матрице коллектора релаксируют. При сбросе забойного давления (2-я фаза цикла) возникает импульс гидравлического давления, который в условиях оптимальной раскрытости трещин и некоторого отставания процесса релаксации декольтматировывает коллектор. Плавное снижение и импульсное увеличение депрессии установками периодической эксплуатации в качестве способа воздействия на приствольные зоны пласта может использоваться с разными целями. Когда приток отсутствует или недостаточен для автономной работы данной установки, он применим в качестве средства вызова притока. Когда получен приток, позволяющий продолжать освоение скважины за счет энергии пластового газа, он может стать средством интенсификации. А когда достигнуты условия, в которых скважины дают максимально возможный дебит, он приобретает значение средства оптимизации условий разработки за счет исключения режима растворенного газа. Причем, при переходе от одной, осуществляемой этим способом операции, к

другой, переоборудование скважины не требуется, а в комплексе с другими способами он не изменяет состояние скважины. То есть способ рационален в технологическом и техническом отношении.

Способ успешно применяется на скважинах, вскрывающих анизотропные коллекторы. В таблице 10.9 приводятся некоторые скважины, вскрывающие анизотропные коллекторы, где применялся предлагаемый способ вызова притока. Причем, как показал анализ материалов испытания, прирост дебита был достигнут как за счет декольтматации флюидопроводящих каналов, так и оптимизации условий их раскрытости.

Таблица 10.9 – Промышленные испытания способа декольтматации анизотропных коллекторов переменными давлениями

Номер скважины	Дебит нефти до предлагаемого способа, т/сут	Показатели после применения предлагаемого способа		
		число циклов в сутки	затрубное давление, МПа	дебит нефти, т/сут
1	2	3	4	5
АО «Юганскнефтегаз»				
104	–	7	6,5	21,0
105	2,1	4	7,1	22,4
107	21,7	12	8,9	32,2
112	13,6	9	8,7	19,7
114	–	5	6,8	33,6
122	–	3	5,7	18,4
123	–	11	7,1	45,4
128	1,0	4	4,9	39,0
129	–	7	6,8	23,3
133	1,0	8	7,3	40,2
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Урайнефтегаз»				
6794	4,3	2	12,2	13,0
6805	21,8	8	12,7	42,3
6815	13,8	6	3,0	34,5

Продолжение таблицы 10.9

1	2	3	4	5
ОАО ТНК «Оренбургнефть»				
295	6,0	2	8,5	13,7
708	15,0	3	8,9	25,4
ОАО «Тэбукнефть»				
106	11,3	2	9,0	16,0
209	8,6	4	6,9	18,6
ОАО «Нижевожскнефть»				
7	1,5	3	4,8	4,6
14	3,0	4	7,2	7,7
18	5,2	7	6,5	12,6
162	2,0	2	8,4	5,3
169	3,1	4	8,6	17,2
250	9,0	5	8,7	15,0
256	2,0	3	8,0	17,0
518	5,5	11	7,2	17,6
519	14,0	4	8,2	20,4
525	12,0	6	7,7	18,0
532	7,0	5	7,9	21,0

Исследования показали, что одним из ведущих факторов при вызове притока из деформируемого сложного коллектора, является скорость изменения забойных давлений. Установками струйных насосов и периодической эксплуатации скважин можно регулировать и их величины и длительность фаз набора и сброса. Управление ими осуществляется через величины устьевых давлений (трубное, затрубное), при выборе режимов воздействия на околоскважинную зону пласта в процессе вызова и интенсификации притока.

При осуществлении глубоких циклических изменений давлений в системе «скважина – пласт», и в зонах проявления АВПД, с неустойчивыми породами, экспериментально установлена зависимость изменения величины давлений, превышающих боковые нагрузки.

10.7 Некоторые методические приемы и технические решения

При вскрытии неустойчивых пластически деформирующихся пластов, контактирующих с продуктивными, нами разработан [175] «способ бурения» скважин, позволяющий повысить устойчивость ствола и коэффициент продуктивности скважины при бурении в терригенных коллекторах за счет разгрузки в процессе бурения пласта (глинистого), перекрывающего и/или подстилающего продуктивный пласт, путем подбора плотности и рецептуры промывочной жидкости. Для этого на основе кавернометрии максимально предельные размеры каверн глинистого пласта ограничивают размерами, определенными из соотношения

$$d_{\text{кв}} = d_{\text{пл}} + a/\alpha_{\text{пс}}^b, \quad (10.22)$$

где $d_{\text{кв}}$ – диаметр ствола скважины против глинистого пласта, контактирующего с продуктивным, м; $d_{\text{пл}}$ – диаметр ствола скважины против продуктивного пласта, м; $\alpha_{\text{пс}}$ – относительная аномалия ПС продуктивного пласта; a и b – эмпирические коэффициенты, определяемые по результатам бурения и испытания ряда разведочных скважин нефтегазоносного района из условия предотвращения разрыва пласта промывочной жидкостью или цементным раствором.

На рисунке 10.10 показан график зависимости коэффициента продуктивности η от параметра коллекторских свойств, на рисунке 10.11 график зависимости степени разгрузки пласта ($d_{\text{кв}} - d_{\text{пл}}$) от относительной аномалии ПС для объектов с продуктивностью более 70% от потенциальной. При размерах каверн меньших, определенных по приведенному соотношению, ограничивается степень разгрузки пласта и предотвращается снижение проницаемости призабойной зоны, так как не создаются условия для гидравлического разрыва продуктивного пласта и его загрязнения в процессе бурения или крепления скважины.

Подбор плотности и рецептуры промывочной жидкости проводится на основе теории планирования эксперимента, при этом в качестве целевой функции принимается параметр разгрузки пласта

$$P = d_{\text{кв}} - d_{\text{пл}}. \quad (10.23)$$

Подбор промывочной жидкости данным методом необходим для сокращения числа экспериментов и их постановки во всех частях исследуемого факторного пространства.

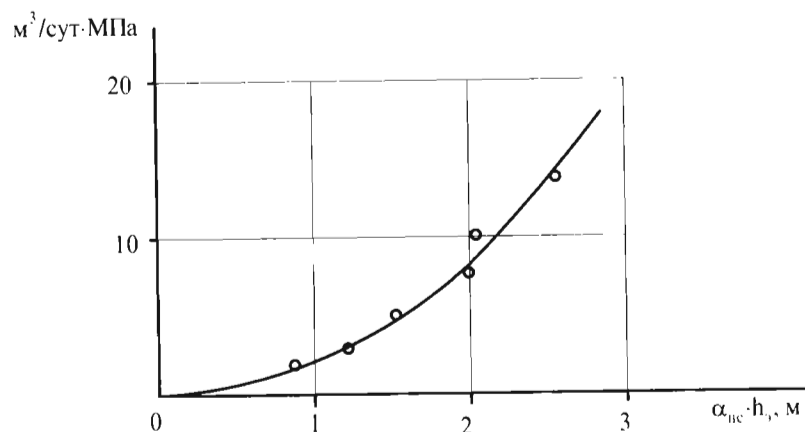


Рисунок 10.10 – График зависимости коэффициента продуктивности от параметра коллекторских свойств:
 $h_{\text{э}}$ – эффективная толщина пласта, выделенная по микрозондам, м; $\alpha_{\text{пс}}$ – относительная аномалия ПС

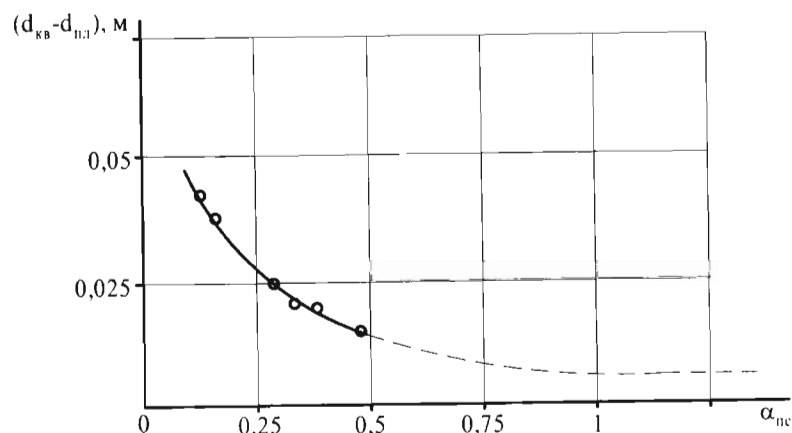


Рисунок 10.11 – График зависимости степени разгрузки пласта $(d_{\text{кв}} - d_{\text{пл}})$ от относительной аномалии ПС

После проведения экспериментов, т. е. бурения и освоения скважин в данном нефтегазоносном районе, строится зависимость (рисунок 10.10) коэффициента продуктивности нефтяных скважин от параметра коллекторских свойств $\alpha_{\text{пс}} \cdot h_{\text{э}}$, где $h_{\text{э}}$ – эффективная толщина пласта, выделенная по микрозондам, м.

Верхняя граница кривой, отгибающей все экспериментальные точки, принимается за потенциальный коэффициент продуктивности нефтяных скважин для пластов в данном нефтегазоносном районе.

Из всех экспериментальных точек выбирают только те, которые имеют коэффициенты продуктивности, составляющие более 70% от потенциального значения.

В нефтегазоносной области были проведены бурение и испытание ряда разведочных нефтяных скважин на глубине от 2700 до 3100 м.

Матрица планирования 2^{5-2} эксперимента приведена в таблице 10.10.

В данном случае при планировании использована $1/4$ реплика от полного факторного эксперимента 2^5 .

В таблице 10.11 приведены уровни факторов и интервалы варьирования.

Таблица 10.10 – Матрица планирования 2^{5-2} эксперимента

Опыт	X_0	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	Параметр разгрузки, м	
							P_1	P_2
1	+	–	–	–	–	–	0,028	0,030
2	+	+	+	–	–	–	0,320	0,300
3	+	–	–	+	+	–	0,015	0,018
4	+	+	–	+	–	+	0,010	0,014
5	+	–	+	+	–	+	0,020	0,018
6	+	+	–	–	+	+	0,030	0,026
7	+	–	+	–	+	+	0,050	0,040
8	+	+	+	+	+	–	0,027	0,023

Таблица 10.11 – Уровни факторов и интервалы варьирования

Факторы	Реагенты, т	Уровни факторов			Интервал варьирования, т
		–1	0	+1	
X_1	КМЦ	3,5	5,00	6,5	1,5
X_2	ГКЖ	1,5	2,00	2,5	0,5

Продолжение таблицы 10.11

1	2	3	4	5	6
X ₃	Сода	0,2	0,30	0,4	0,1
X ₄	Соли	0,2	0,15	0,1	0,05
X ₅	Гипан	0,2	0,30	0,4	0,1

На основании обработки экспериментальных данных получено:
 $a = 0,01$; $b = 0,6$.

Последующее бурение трех скважин с рецептурой промывочной жидкости, ограничивающей размеры каверн пласта (глинистого), контактирующего с продуктивным пластом, размерами, определенными из соотношения

$$d_{\text{кв}} = d_{\text{пл}} + 10^{-2} \cdot a^{-0,6} \quad (10.24)$$

показало увеличение (в 3–4 раза) коэффициента продуктивности скважин.

Для повышения надежности ликвидации нефтегазопроявления, за счет сокращения времени создания противодавления в скважине, бурящейся опережающим стволом с использованием съемной обсадной колонны, был разработан способ ликвидации нефтегазопоявлений в скважине, который может быть успешно применен в зонах АВПД [174].

При создании двух гидравлических каналов, сообщающихся между собой в нижней части и закачки в один из них жидкости с повышенной плотностью и выдавливании ее в другой гидравлический канал с одновременным вытеснением из этого канала находящегося в нем раствора, было предложено закачку жидкости с повышенной плотностью осуществлять после спуска съемной обсадной колонны (перед бурением опережающего ствола) в гидравлический канал, образованный обсаженной стенкой скважины и съемной обсадной колонной. Выдавливание жидкости с повышенной плотностью осуществляют с поддержанием равенства расходов закачиваемой жидкости и вытесняемого раствора.

На рисунке 10.12 показана схема компоновки оборудования для осуществления способа ликвидации нефтегазопоявлений в скважине.

При бурении газовой скважины методом опережающего ствола при достижении забоя 2000 м из-за наличия осложнений при бурении – обваливания пройденных неустойчивых пород, опускают очередную обсадную колонну Ø 324 мм на глубину 2000 м. Бурение ведется на растворе плотностью 1200 кг/м³. Пройденный интервал расширяется до диаметра, позволяющего произвести крепление скважины обсадной колонной наибольшего диаметра с учетом прохождения ее через ранее спущенную обсадную колонну. После спус-

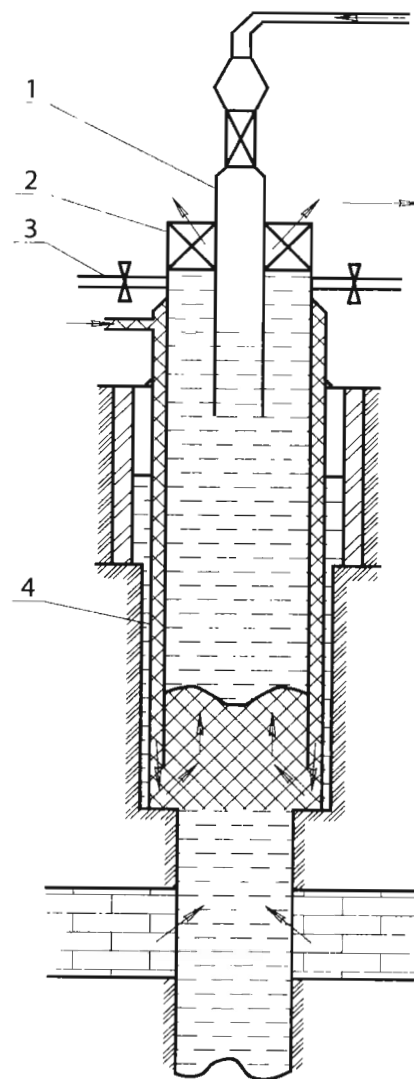


Рисунок 10.12 – Схема компоновки оборудования для ликвидации нефтегазопоявлений в скважине: 1 – буровая труба; 2 – трубные плашки превентора; 3 – отвод; 4 – обсадная колонна

ка и крепления очередной обсадной колонны на глубину 2000 м спускается съемная (сменная) обсадная колонна $\varnothing$ 245 мм, колонны между собой обвязываются колонной головкой. Затем монтируется противовыбросовое оборудование – превенторная сборка с превенторами, имеющими глухие плашки под бурильные трубы, а также (при наличии) универсальный превентор. В пространство между последней спущенной и зацементированной обсадной колонной закачивается буровой утяжеленный раствор плотностью 1800 кг/м³. Продолжают вести бурение скважины на буровом растворе плотностью 1200 кг/м³. При бурении на глубине 2500 м вскрывается газовый пласт. После подъема бурового инструмента при прохождении очередного рейса скважина простаивает некоторое время. Из скважины начинается перелив раствора вследствие газирования раствора в скважине газом, поступающим из пласта. По мере газирования и снижения плотности бурового раствора проявление усиливается. Для герметизации устье закрывают плашками глухого превентора, затем опускают в ствол ротора бурильную трубу 1, на которую навешана ведущая труба, и закрывают трубные плашки превентора 2. Через открытый отвод 3 превенторной сборки 2 замеряют плотность выходящего из скважины газированного раствора, которая равна 1050 кг/м³. При закрытых задвижках на отводах 3 превентора замеряют давление в стволе скважины на устье, предварительно открыв плашку глухого превентора. Определяют эквивалентную среднюю плотность газированного бурового раствора внутри сменной обсадной колонны, которая равна 1120 кг/м³. При давлении на устье 2,0 МПа и необходимой величине превышения противодавления на пласт 10% над фактическим пластовым, необходимая величина гидростатического столба раствора в колонне равна 33,0 МПа. Фактическая величина равна $0,1 \times 1120 \times 2500 = 28,0$ МПа. Разницу в 5,0 МПа создают путем закачки в колонну 4 из межтрубного пространства раствора плотностью 1800 кг/м³.

После закачки расчетного объема утяжеленного раствора закрывают заднюю задвижку на отводе 3 и, убедившись в отсутствии избыточного давления на устье, открывают плашки превентора, отворачивают ведущую трубу, спускают бурильные трубы до забоя и замешают в скважине составной столб утяжеленного и газированного растворов раствором эквивалентной плотности. Необходимая эквивалентная плотность бурового раствора для продолжения бурения равна $330 : (2500 \times 0,1) = 1320$ кг/м³.

Продолжают бурение с использованием бурового раствора плотностью 1320 кг/м³.

Новая технология позволила за счет сокращения времени создания противодавления в скважине повысить надежность ликвидации нефтегазопоявлений.

При проведении технологических операций по изоляции зон поглощения в процессе проводки скважин, при цементировании под давлением, гид-

роразрыве пластов, освоении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин нами разработаны новые технические решения. Так, пакера инерционные механические [187, 188] используются при освоении и эксплуатации нефтегазовых скважин, при проведении различных технологических операций. Один из них показан на рисунке 10.13.

Пакер инерционный механический (ПИМ) (рисунок 10.13 «а») содержит ствол 1, с которым жестко связана опора 2, под которой расположены нажимной уплотнительный элемент 3 и конус 4. Конус 4 установлен с возможностью осевого перемещения относительно ствола 1. На стволе 1 ниже конуса, с возможностью радиального вращения и осевого перемещения установлена кодовая втулка 5, на наружной поверхности которой выполнен фигурный паз 6 в виде равномерно расположенных, чередующихся, обоюдно симметричных относительно оси ствола 1 продольных коротких 7 и продольных длинных 8 участков (рисунок 10.13 «б»). На кодовой втулке 5, с возможностью осевого перемещения относительно ствола 1, установлена обойма 9. Равномерно по ее окружности размещены шлицы 10, выполненные в виде двуплечих рычагов и поджимаемые в радиальном направлении относительно обоймы 9 пружиной 11, а в средней части удерживаемые ограничителем 12. Нижняя часть шлицов 10 выполнена в виде заходного направляющего кулачка 13. В фигурном пазе 6 установлены диаметрально противоположные направляющие штифты 14. Для обеспечения перехода штифтов 14 из длинных участков 8 фигурного паза 6 в короткие 7 и наоборот, в фигурном пазе выполнены наклонные участки 15 и 16 (рисунок 10.13 «б»).

Пакер инерционный механический надежен в работе за счет того, что был исключен радиальный поворот обоймы со шлицами (радиальный поворот взяла на себя кодовая втулка) и предотвращены их заклинивания. Тем самым, были исключены аварийные ситуации, влекущие за собой большие материальные затраты. Кроме того, установка на стволе пакера кодовой втулки и выполнение фигурного паза на ней в значительной степени сократили материальные затраты на изготовление пакера и упростили технологию изготовления последнего за счет того, что для ствола берется упрощенная заготовка в виде трубы. Ствол при изготовлении не проходит термообработку. Дорогую высокую марку стали и термообработку используют только для изготовления втулки, значительно меньшего размера по сравнению со стволом и не требующей глубокого сверления (применяется обычное). Для изготовления предлагаемого пакера не требуется дорогая специальная оснастка.

По сравнению с промышленно освоенными пакерами (типа ПВМ) механический пакер обладает универсальностью и высокой надежностью изоляции межтрубного пространства при длительной эксплуатации высоких (до 50,0 МПа) перепадах давления. Распакеровка и снятие с пакера осуществляется (в

любом интервале как вертикальных, так и наклонно-направленных скважин) без вращения колонны НКТ, что предотвращает отворот подвески. При одном спуске-подъеме возможна распаковка до 50-ти раз, пакер выдерживает многократные нагрузки при создании импульсного воздействия на пласт при высоких депрессиях, безотказен в работе в скважинах с большой кривизной ствола.

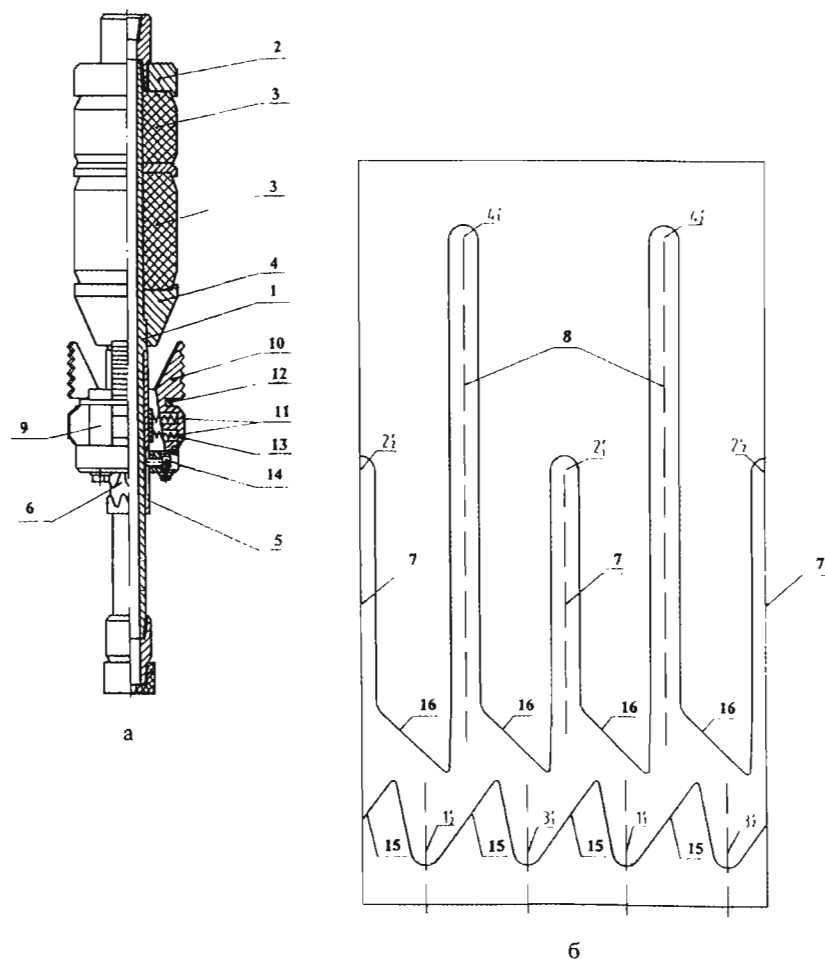


Рисунок 10.13 – Пакер инерционный механический (ПИМ)

Пакер успешно прошел промышленные испытания в ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Самотлорнефтегаз», Тюменском УПНП и КРС и др. В настоящее время налажен серийный выпуск пакеров типоразмеров: ПИМ 118–40–500, ПИМ 122–40–500.

Для решения задачи, поставленной потребителем, в механический пакер были внесены конструктивные изменения.

Для того чтобы можно было использовать ПИМ 118–40–500 и ПИМ 122–40–500 при проведении гидродинамических исследований и различных обработок (ГИС, КО, СКО, ПКО) пласта, для размыва парафиновых и песчаных пробок с помощью гибкой трубы без подъема НКТ и пакера, для проведения перфорации зарядами ПР-43, был увеличен диаметр проходного отверстия.

Усовершенствованный пакер механический ПМС (рисунок 10.14 «а», «б») содержит ствол 1 с фигурным пазом 2 на наружной поверхности с равномерно расположенными чередующимися продольными короткими и длинными участками, жестко связанную со стволом опорой 5. Под опорой 5 расположены нажимной уплотнительный элемент 6 и конус 7, который установлен с возможностью осевого перемещения относительно ствола 1. На стволе расположена с возможностью осевого перемещения обойма 8, направляющий штифт 16 размещен в фигурном пазе 2. В обойме 8 равномерно по ее окружности установлены штифты 9, подпружиненные (пружина 10) относительно нее в радиальном направлении и выполненные в виде двуплечих рычагов.

Было предложено дополнительно установить в нижней части обоймы 8, с возможностью радиального вращения относительно нее и жестко связанное с ней в осевом направлении, кольцо 13. На внутренней поверхности кольца 13 выполнить канавку прямоугольного профиля 14, а на наружной поверхности обоймы 8, в виде секторов, выполнить буртики 15 прямоугольного профиля. Направляющий штифт 16 установить жестко по посадке с натягом во внутренней части кольца 13, где диаметрально, противоположно ему, жестко по посадке с натягом установить дополнительный направляющий штифт 16; продольные короткие и продольные длинные участки фигурного паза 2 выполнить обоюдно симметричными относительно ствола 1.

В настоящее время налажен серийный выпуск пакеров ПМС следующих типоразмеров: ПМС 118–52–500, ПМС 122–52–500, ПМС 140–52–500.

Пакер механический ПМС 118–52–500, ПМС 122–52–500, ПМС 140–52–500 используется в нефтяной и газовой промышленности для разобщения ствола обсадной колонны в вертикальных и наклонно-направленных скважинах в зоне его установки, при проведении операций по воздействию на пласт, проверке герметичности колонны с подачей рабочего давления в затрубное пространство.

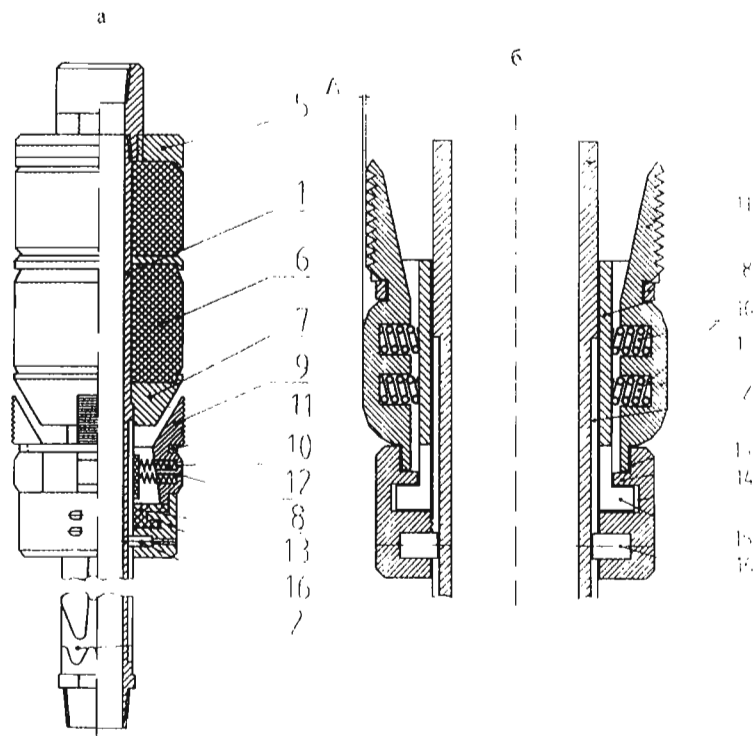


Рисунок 10.14 – Пакер механический (ПМС)

При необходимости использования пакера ПМС 118–52–500, ПМС 122–52–500, ПМС 140–52–500 на скважинах с созданием рабочего давления в НКТ, в том числе на скважинах ППД, пакер ПМС дополнительно комплектуется якорем гидравлическим соответственно ЯГМ 118–127–500, ЯГМ 122–131–500, ЯГМ 140–149–500.

Пакер механический (ПМС) универсален и обладает высокой надежностью изоляции межтрубного пространства при длительной эксплуатации и высоких (до 50,0 МПа) перепадах давления.

Проходной диаметр ствола пакера 52 мм, что позволяет производить промывку забоя, производить ГИС, КО, СКОЮ, ПКО пласта, размывать парафиновые и песчаные пробки с помощью гибкой трубы без подъема НКТ и пакера из обсадной колонны, проводить перфорацию зарядами ПР–43.

ПМС устанавливается в скважине механическим путем без вращения и разгрузки колонны НКТ на забой. При одном спуске-подъеме возможна распакеровка до 50-ти раз. Пакер выдерживает многократные нагрузки при создании импульсного воздействия на пласт при высоких депрессиях, безотказен в работе в скважинах с большой кривизной ствола, прост в обслуживании. Возможна взаимозаменяемость деталей и узлов с предыдущими моделями пакеров.

Разработанный нами надувной гидравлический пакер [189] (рисунок 10.15) позволяет повысить надежность герметизации при разобщении ствола скважины, обеспечить возврат уплотнительного элемента в транспортное положение, после длительного периода нахождения пакера (от одного года до пяти лет) в рабочем положении, и обратно в процессе одного спуска в скважину. При изменении глубины пакеровки – предотвратить разрушение эластичного слоя уплотнительного элемента, сократить затраты на освоение нефтяных и газовых скважин за счет уменьшения спуско-подъемных операций и использования одного пакера в течение длительного периода его эксплуатации.

Надувной гидравлический пакер (рисунок 10.15 «а») содержит полый ствол 1, концентрично установленный на нем и образующий с ним основную гидравлическую полость 2, уплотнительный элемент 3, который состоит из наружного 4 и внутреннего 5 эластичных слоев. Между ними расположены силовой корд 6 и концевые опоры 7 и 8. Кроме того, пакер содержит подвижный внутренний поршень 9 и гидравлическую полость 10. На полом стволе 1 концентрично ему размещен корпус 11. Корпус 11 и уплотнительный элемент 3 закреплены на стволе 1 посредством опоры 12 и гайки 13. В опоре 12 выполнены продольные каналы 14. Подвижные внутренний поршень 9 и наружный поршень 15 установлены между полым стволом 1 и корпусом 11 и образуют с ними и внутренней гильзой 16, жестко закрепленной на опоре 12 между стволом 1 и корпусом 11, гидравлические полости: верхнюю 17, среднюю 10 и нижнюю 18. Гидравлическая полость 10 через продольные каналы 14 сообщается с основной гидравлической полостью 2. На стволе 1, в верхней 17 и нижней 18 гидравлических полостях выполнены радиальные каналы 19 и 20 основную 2 и среднюю 10 гидравлические полости в процессе сборки пакера заполняют чистой гидравлической жидкостью. Силовой корд 6 выполнен, например, из пружинной проволоки в виде вкладышей 21 (рисунок 10.15 «б»), плотно прилегающих друг к другу и установленных вдоль образующей уплотнительного элемента 3. Концы вкладышей 21 расположены в проточках 22 концевых опор 7 и 8. Снаружи на вкладышах 21 в районе концевых опор 7 и 8 установлены разрезные, упругие кольца 23. Разрезы соседних колец (23) смещены относительно друг друга на 90°–180°. Внутренние цилиндрические поверхности концевых опор 7 и 8 являются посадочными при монтаже уплотнительного элемента 3. По

второму варианту выполнения длина вкладышей 21 равна суммарной ширине упругих разрезных колец 23 в районе каждой концевой опоры 7 и 8, а эластичные слои 4 и 5 выполнены за одно целое.

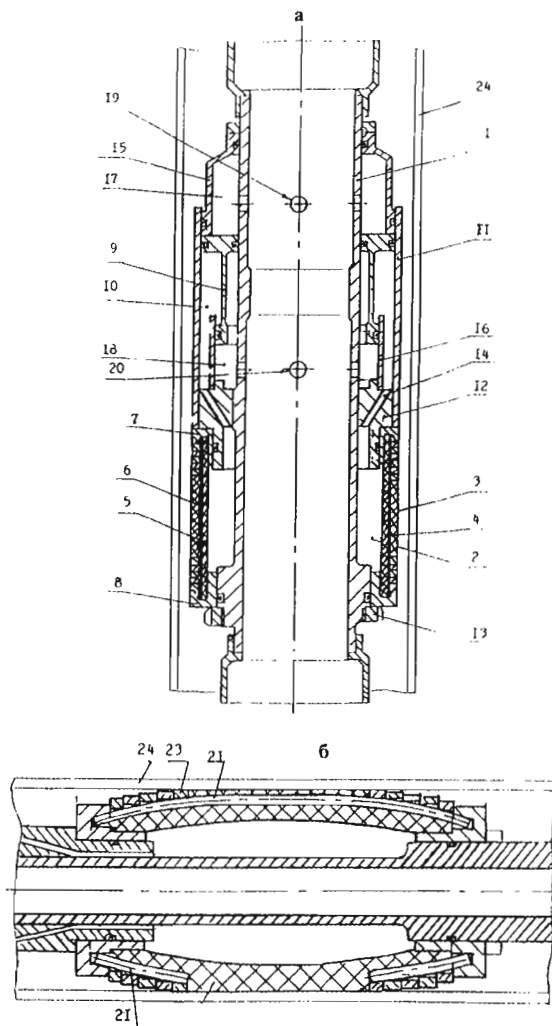


Рисунок 10.15 – Надувной гидравлический пакер

На рисунке 10.16 показано усовершенствованное противополетное устройство [190]. Оно обладает повышенной надежностью работы за счет:

- жесткой фиксации инструмента при обрыве;
- возможности только одностороннего перемещения устройства при подъеме труб;
- отсутствия осевых перемещений при обрыве труб;
- полного гашения вибрации за счет жесткого контакта с колонной.

Кроме того, во время работы появляется возможность проведения геолого-промысловых исследований при включении его в компоновку подземного оборудования и при его использовании отсутствует эффект поршневания.

Противополетное устройство (рисунок 10.16) содержит верхний 1 и нижний 2 переводники, ствол 3, с установленным в его верхней части опорным кольцом 4, расположенные на стволе с возможностью взаимодействия амортизирующий узел 5 с конусом 6, заякоривающий механизм 7. Было предложено на стволе ниже конуса выполнить симметричные фигурные пазы 8 для задания движения заякоривающему механизму при переводе его только из транспортного положения в рабочее. Фигурные пазы выполнить из короткого и длинного участков, которые соединить между собой переходным участком с углом наклона 45°. Длинный участок выполнить от нижней части конуса 6 до нижнего переводника 2, длину короткого участка взять равной удвоенной длине минимального подрыва инструмента при спускоподъемных операциях, что не даст устройству переходить из транспортного положения в рабочее. Расстояние от нижней части конуса 6 до верхней части короткого участка фигурного паза 8 предложено взять равным высоте заякоривающего механизма 7, такое расстояние не дает захватам 17 взаимодействовать с конусом 6 в транспортном положении противополетного устройства. В фигурном пазе 8, при входе переходного участка в длинный, рекомендовано установить замковое устройство 12 одностороннего действия, а в сквозном отверстии 13, выполненном в конусе 6 и стволе 3, установить срезной штифт 14, фиксирующий конус 6. За основной узел заякоривающего механизма предложено взять корпус 15, расположить его на стволе 3 с возможностью осевого перемещения. Установить равномерно по окружности корпуса 15 и подпружинить (пружины 16) относительно его захваты 17 двойного действия. Установить на корпусе 15 кольцо 20, опоясывающее захваты 17 и являющееся осью, относительно которой качаются захваты 17. Расположить в нижней части корпуса 15 с возможностью радиального вращения относительно его и жестко соединить с ним в осевом направлении обойму 21, установить во внутренней части обоймы 21, жестко по посадке с натягом, перпендикулярно оси устройства, диаметрально противоположные направляющие штифты 25.

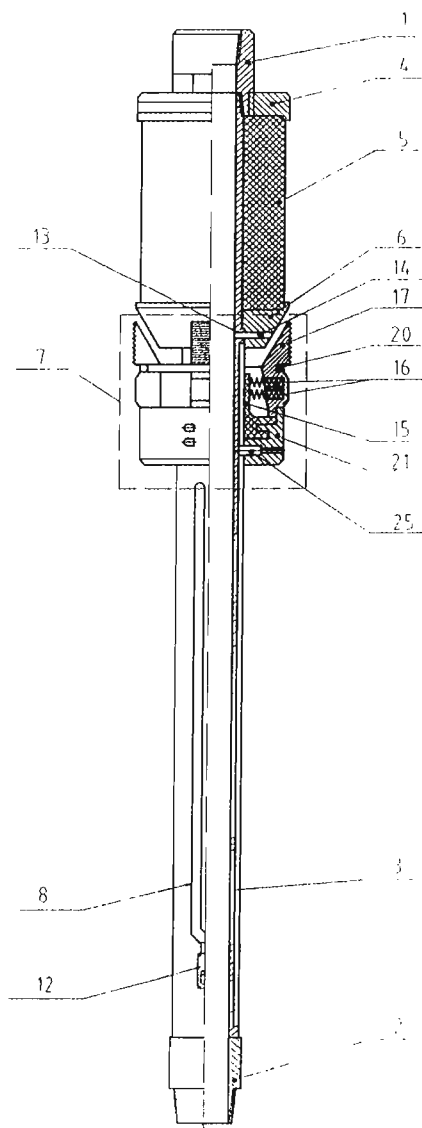


Рисунок 10.16 – Противополетное устройство

Для работы при низких отрицательных температурах воздуха и с целью снижения габаритных параметров, была разработана новая конструкция передвижной азотно-компрессорной станции [191].

В передвижной азотно-компрессорной станции (рисунок 10.17), содержащей размещенные на шасси автомобиля воздушный компрессор 1, соединенный с входом мембранного газоразделительного аппарата 2, было предложено воздушный компрессор 1 выполнить поршневым, многоступенчатым, который бы состоял из четырех ступеней сжатия 3, 4, 5, 6, включал бы холодильники 7, 8, 9, 10 и 10 а и водомаслоотделители 11, 12, 13, 14, соответственно установленные после каждой ступени сжатия. Выход второй ступени сжатия 4 воздушного компрессора 1 предложено соединить через холодильник 8 и водомаслоотделитель 12 с входом мембранного газоразделительного аппарата 2, соединить трубопроводом 17 с входом третьей ступени сжатия 5 воздушного компрессора 1, которая совместно с четвертой ступенью сжатия 6 выполняет роль дожимного аппарата. Кроме того, на трубопроводе 15 с выхода второй ступени сжатия 4 и на трубопроводе 17 перед входом третьей ступени сжатия 5 воздушного компрессора 1 было предложено установить запорную арматуру 18.

Усовершенствованная азотно-компрессорная станция позволяет проводить бесперебойную работу компрессированием инертным газом при низких отрицательных температурах воздуха. Кроме того, после необходимой остановки работ при низких отрицательных температурах воздуха, для запуска станции в работу не требуется дополнительное время и оборудование. Предлагаемая азотно-компрессорная станция надежна в работе. Кроме того, при уже имеющейся на скважине передвижной компрессорной станции ПКС–7/100, при подсоединении через запорную арматуру мембранного газоразделительного блока к последней, появляется возможность проводить все работы, связанные с компрессированием инертным газом.

10.8 Управление гидропроводностью призабойной зоны

Как уже неоднократно отмечалось, вскрытие продуктивного пласта сопровождается в большинстве случаев ухудшением его фильтрационной характеристики в призабойной зоне. Степень этого ухудшения зависит от физико-химических свойств буровых и тампонажных растворов, механических и физических свойств пород-коллекторов и их напряженно-деформированного состояния, технологии бурения, типа коллектора, структуры свободного пространства, термобарической характеристики пласта, а также свойств пластового флюида и др. Количественно оценить изменение пористости и

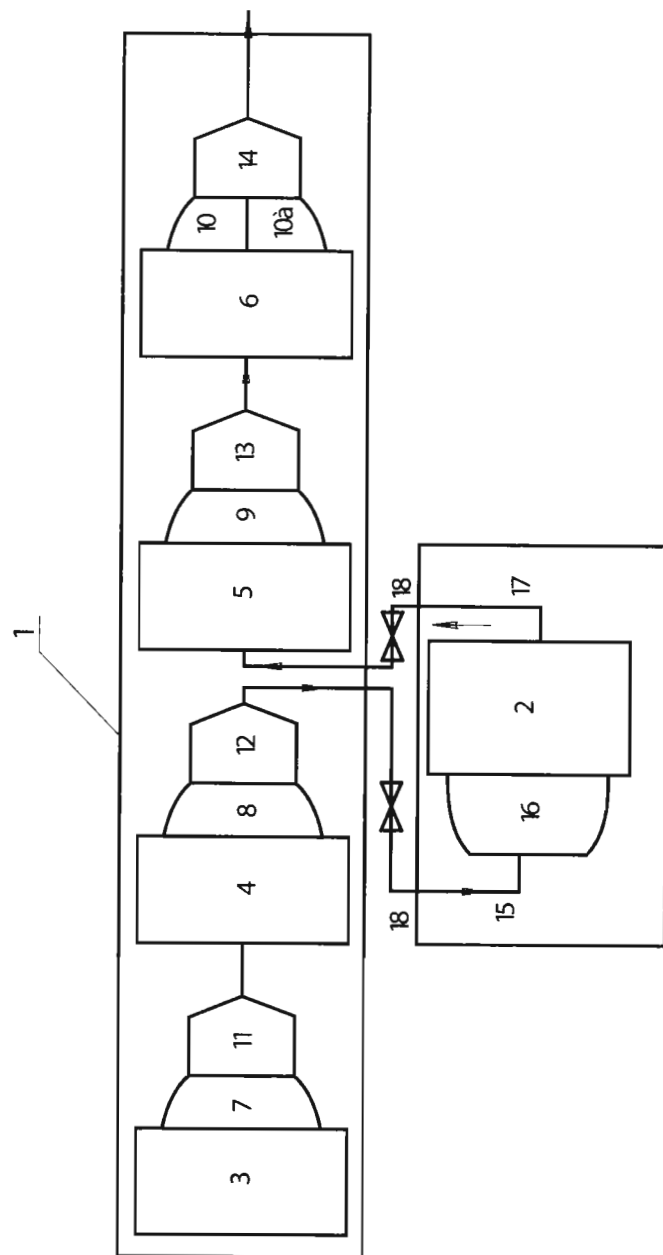


Рисунок 10.17 – Схема передвижной азотно-компрессорной станции

проницаемости пород в призабойной зоне от стенки скважины в глубь массива можно на основании данных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. Это изменение свойств непосредственно влияет на фильтрационную характеристику пород в призабойной зоне, а, следовательно, и на величину притока из пласта. Значительно сложнее дать оценку изменению фильтрационных свойств призабойной зоны, сложенной трещиноватым коллектором, поскольку промысловая жидкость под влиянием превышения забойного давления над пластовым проникает в пласт по системе трещин, перенося с собой дисперсную фазу и образуя на своих берегах зону коагуляции, промытую зону и т.д. Серьезные изменения свойств коллектора в этом случае могут произойти и при цементировании скважин, а также за счет изменения свойств проникшего в пласт бурового раствора во времени под влиянием температуры и давления.

Одним из количественных показателей оценки качества заканчивания скважин (под этим термином подразумеваются изменения фильтрационных свойств за счет первичного вскрытия, крепления скважины, а также кумулятивной либо пескоструйной перфорации) является параметр ОП, представляющий собой отношения гидропроводностей ближней и удаленной от ствола зон пласта, определяемых по данным гидродинамических исследований. При изучении ряда месторождений России установлено, что в половине исследованных пластов наблюдается ухудшение продуктивности в 2 раза, а в четверти – до 4 раз. Зона с ухудшенной гидропроводимостью создает дополнительное препятствие движению пластового флюида, при этом значение проницаемости в зоне с переменной проницаемостью определяет величину притока нефти из пласта.

По мере уменьшения пластового давления значение зоны пласта с ухудшенной проницаемостью увеличивается, что способствует преждевременному прекращению фонтанного способа добычи из-за дополнительных потерь пластового давления на этом участке пласта. Часть пропластков, в которых в большей степени ухудшена проницаемость и из которых не получен приток в начале освоения, может вообще не вступить в эксплуатацию.

Для трещинного коллектора нами, совместно с профессором Р. С. Яремичуком, рассмотрены закономерности страгивания бурового раствора в горизонтальной трещине с учетом характера деформирования берегов трещины (сжатие при вскрытии пласта, расширение – при освоении скважины). При этом, используя принцип квазиодномерности, получаем в стационарной постановке дифференциальные уравнения предельного равновесия бурового раствора

$$\frac{dp}{dx} = \pm \frac{\theta}{D^*(x, p)}, \quad (10.25)$$

где dp/dx – градиент давления на отрезке трещины; θ – статистическое напряжение сдвига бурового раствора; $D^*(x, p)$ – величина раскрытия стенок деформируемой трещины.

В правой части уравнения (10.25) знак « $\rightarrow$ » принимается для случая освоения скважины, когда $dp/dx < 0$. Знак « $\leftarrow$ » – для вскрытия пласта, когда $dp/dx > 0$.

Дополнительное уравнение, позволяющее проинтегрировать уравнение (10.25), запишется в виде:

$$D^*(x, P) = [1 + \beta^*(P - P_k)]D(x), \quad (10.26)$$

где β^* – коэффициент деформации стенок трещины; P, P_k – соответственно текущее и пластическое давление; $D(x)$ – раскрытие трещины в текущей координате при $P = P_k$.

Тогда давление страгивания бурового раствора на отрезке в трещине с деформируемыми стенками определяется выражением

$$\Delta P = P_c - P_k = \frac{1}{\beta^*} \left(\sqrt{1 \pm 2\beta^* \theta \int_{x_2}^{x_1} \frac{dx}{D(x)} - 1} \right). \quad (10.27)$$

На рисунке 10.18 показаны в качестве примера зависимости давления страгивания бурового раствора в трещине при репрессии и депрессии для различных значений коэффициента деформации стенок трещин, полученных по зависимости (10.27). Расчеты выполнены для соотношения $E_c/E_p = 4$ (E_c, E_p – модули Юнга для породы при сжатии и растяжении). Прямая 1 построена для трещины с недеформируемыми стенками ($\beta_+^* = \beta_-^* = 0, E \rightarrow 0$). Линия α показывает, что вхождение и извлечение бурового раствора из трещины происходит при одинаковых значениях Δp . С увеличением коэффициента деформации стенок трещин на величину депрессии, необходимой для страгивания бурового раствора, оказывает все более заметное явление эффект смыкания трещин. Линия δ показывает, что величина ΔP значительно меньше ΔP^* ($44 \cdot 10^5$ Па и $73 \cdot 10^5$ Па).

Из этого же рисунка видно, что превысить значение репрессии ΔP выше того, которое соответствует критическому значению депрессии ΔP^{kp} , то в данном случае извлечь буровой раствор из трещины невозможно. То же самое может произойти, если со временем вырастет под влиянием давления и температуры статическое напряжение сдвига. В этих случаях обеспечить удаление бурового раствора из трещины возможно только в случае снижения его статического напряжения сдвига.

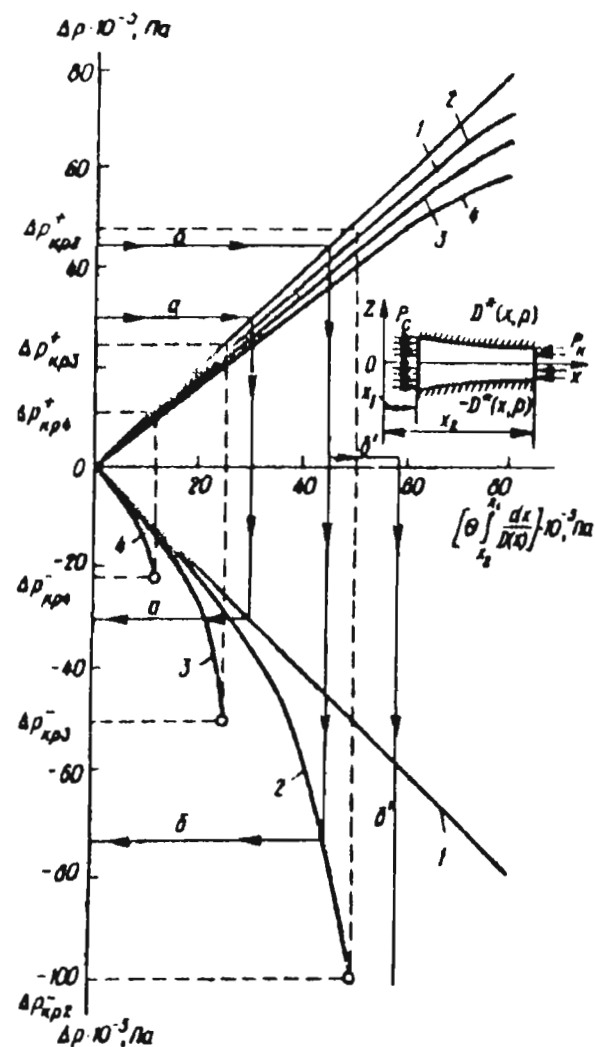


Рисунок 10.18 – Влияние деформаций стенок трещин на величину давления страгивания бурового раствора:
 1 – $\beta_+^* = \beta_-^* = 0$; 2 – $\beta_+^* = 2,5 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$; $\beta_-^* = 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$; 3 – $\beta_+^* = 5 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$; $\beta_-^* = 2 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$; 4 – $\beta_+^* = 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$; $\beta_-^* = 4 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$

Это может быть реализовано, например, при своеобразном «встряхивании» его путем создания многократных мгновенных депрессий на пласт.

Опыт освоения скважин подтверждает, что, как минимум, в половине исследуемых скважин наблюдается снижение продуктивности в 2 и более раз. Это значит, что эффективность капитальных вложений в бурение нефтяных скважин может быть увеличена, если обеспечить улучшение фильтрационной характеристики пласта в призабойной зоне непосредственно на стадии вызова притока. Известные методы увеличения фильтрационной характеристики пласта (гидроразрыв, кислотное и термическое воздействие и др.) применяются уже на стадии эксплуатации скважин по мере падения их дебитов либо при условии, если полученный дебит существенно отличается в меньшую сторону от среднего уровня.

Специалисты по добыче нефти могут привести множество примеров увеличения дебитов скважин после искусственного воздействия на призабойную зону. Один из них можно проиллюстрировать на примере скважины № 717 (Долина), первоначальный дебит которой из ямненских отложений (интервал 2868–2880) составлял 4,5 т/сут., после солянокислой обработки возрос до 15 т/сут., а после гидроразрыва до 35 т/сут. Увеличение дебита произошло после 6–18 месяцев ее эксплуатации. Это свидетельствует о больших потенциальных потерях в добыче нефти, зависящих от недооценки роли восстановления проницаемости пласта в процессе вызова притока. При этом важно, чтобы улучшение проницаемости происходило по всему интервалу продуктивного пласта. При эксплуатации и ремонте скважин ухудшение проницаемости происходит вследствие выпадения в прибойной зоне парафиновых и асфальтосмолистых отложений, неорганических солей, за счет явлений массопереноса, гидратации глин и т.п.

Работами Р. С. Яремийчука и его школы [18, 167 и др.] обоснована целесообразность создания в призабойной зоне пласта циклических управляемых по величине мгновенных депрессий с чередованием восстановления гидростатического давления в скважине. Мгновенные депрессии создаются с помощью струйных аппаратов конструкции Ивано-Франковского государственного технического университета нефти и газа. Аппараты устанавливаются на насосно-компрессорных трубах (НКТ) вместе с пакером выше продуктивного пласта (рисунок 10.19).

Величина снижения гидростатического давления на пласт зависит от давления насосных агрегатов на устье, потерь давления внутри насосно-компрессорных труб и в межтрубном пространстве, типа рабочей жидкости, коэффициента инжекции, соотношения площадей рабочего сопла и камеры смещения в струйном аппарате, а также потерь давления в отдельных его элементах.

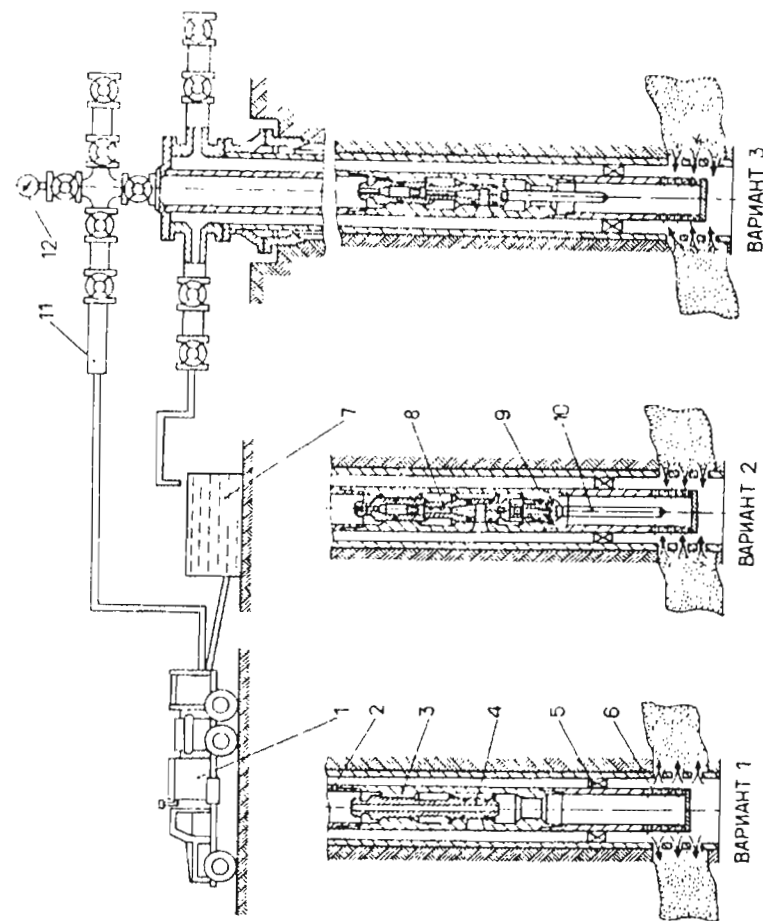


Рисунок 10.19 – Схема компоновки глубинного и наземного оборудования:

1 – насосный агрегат; 2 – НКТ; 3 – корпус устройства; 4 – клапан; 5 – пакер; 6 – фильтр хвостовик; 7 – емкость; 8 – эжекторный насос; 9 – уравнительный клапан или клапан переключения; 10 – главный манометр; 11 – фильтр; 12 – манометр

$$P_{\text{и}} = \frac{1}{1-A} \left[P_{\text{ж,с}} + \Delta P^{**} - A(P_{\text{ж,р}} + P_{\text{а}} - \Delta P^*) \right],$$

где $P_{\text{и}}$ – давление в камере инжекции струйного аппарата, соответствующее вновь созданному давлению на пласт; $P_{\text{ж,с}}$ – вес столба смешанной жидкости в затрубном пространстве; ΔP^* – потери давления при движении рабочей жидкости от устьевых насосных агрегатов через НКТ к соплу струйного аппарата; ΔP^{**} – потери давления при движении смешанной жидкости по межтрубному пространству от струйного аппарата до устья скважины; $P_{\text{а}}$ – давление, создаваемое устьевым насосным агрегатом при прокачивании рабочей жидкости через НКТ, струйный аппарат и межтрубное пространство; A – относительный перепад давления, создаваемый струйным аппаратом

$$A = \frac{f_p}{f_c} \left[1,75 + 0,7 \frac{\rho_p f_p}{\rho_c f_{\text{и}2}} u^2 - 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_c f_c} (1+u)^2 \right],$$

где f_p – площадь сечения рабочего сопла; f_c – площадь сечения камеры смешения; $f_{\text{и}2}$ – площадь инжектируемого потока в сечении рабочего сопла; ρ_p – плотность рабочей жидкости; $\rho_{\text{и}}$ – плотность инжектируемой жидкости; ρ_c – плотность смешанной жидкости; $u = Q_{\text{и}}/Q_p$ – коэффициент инжекции; $Q_{\text{и}}$ – расход инжектируемой жидкости или величина притока из пласта; Q_p – расход рабочей жидкости, подаваемой из устьевых насосных агрегатов к струйному аппарату.

Приведенные расчеты, а также инструментальные замеры показали, что при давлении устьевых насосных агрегатов 40 МПа, диаметре рабочего сопла 5,6 мм и камеры смешения 9 мм, а также при коэффициенте инжекции в пределах 0–0,3 на глубине установки струйного аппарата 4000 м в камере инжекции можно получить отрицательное давление.

Качественный анализ эффекта механического воздействия на пласт с помощью управляемого снятия давления на него получен на основе решений уравнений теории фильтрации и упругости [167]. Для этого рассмотрена плоскорадиальная фильтрация жидкости в нестационарном режиме, а также плоскодеформированное состояние изотропного пласта при мгновенном снижении и восстановлении гидростатического давления на пласт. В этом случае начальное механическое состояние дренируемого пласта принимается за нулевое, а задача формулируется относительно дополнительных полей: давления $P(r, t)$, радиального перемещения $U(r, t)$ и компонент напряжения, возникающих в пласте в момент снижения давления на него.

Решение этой задачи позволило получить следующую качественную картину процесса: при циклических снижениях давления непосредственно в приставной зоне поддерживается довольно высокий уровень максимальных градиентов давления, и они значительно выше таковых при однократном снижении давления: максимальное значение градиентов давления в момент снижения давления на пласт направлено из пласта в сторону ствола скважины, в этом случае совпадение снижения давления и максимальных градиентов давления способствует увеличению сил сдвига в каналах пласта и снижению сил трения на поверхности контакта дисперсных частиц с поверхностью канала в порах. Возможно также, что при внезапном снятии давления происходит кратковременное растяжение дисперсной среды бурового раствора, находящегося в приставной зоне, за счет чего снижается статическое напряжение сдвига (эффект пружины).

Технологическая схема управления процессом восстановления фильтрационных свойств пласта и оценка этих свойств в результате расшифровки кривых восстановления давления приведена на рисунке 10.20.

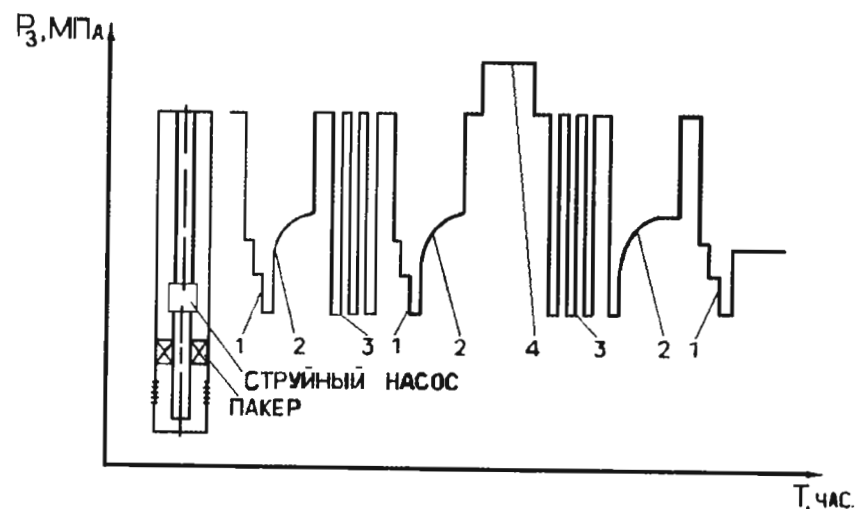


Рисунок 10.20 – Технологическая схема:

1 – исследование скважины методом установившихся отборов; 2 – кривая восстановления забойного давления; 3 – циклическое изменение забойного давления; 4 – закачка в пласт химических растворителей

В настоящее время получены убедительные результаты, свидетельствующие об эффективности создания многократных мгновенных депрессий на пласт с целью увеличения дебитов скважин, а также приемистости нагнетательных скважин. Начиная с 1980 г. проведены работы более чем на 3000 скважинах России, Украины, Беларуси и Аргентины с использованием метода создания многократных мгновенных депрессий на пласт при следующих условиях: при вызове притока из пластов в процессе освоения законченных бурением скважин; при очистке приствольных зон эксплуатационных и нагнетательных скважин с целью увеличения дебитов скважин или приемистости пластов; при обработке призабойных зон кислотными растворами для своевременного и полного удаления продуктов реакции кислоты с породой из пласта.

В процессе проведения технологических операций циклического воздействия на поверхность из пласта извлекалось большое количество глинистого раствора и гематита. Так, в скважине № 652 (Битков) была образована забойная пробка из гематита длиной около 100 м, хотя скважина эксплуатировалась в течение 18 лет. Из скважины № 6 (Сходница), где было создано 95 циклов депрессии-репрессии, после трехкратной замены рабочей жидкости на воду из пласта извлечено около 40 м³ бурового раствора. В обоих случаях продуктивный пласт представлен трещиноватым коллектором. Из многих других скважин извлекалась смесь нефти, фильтрата, глинистого материала. По скважинам № 60, 61 (Чижовка), № 166 (Рыбальская), осваиваемых после бурения скважины, получен фонтанный приток из пласта с дебитом в 1,5 раза выше окружающих скважин, осваиваемых и эксплуатируемых газлифтным способом. Из скважины № 7 (Козинивка) получен приток, равнозначный притоку из открытого ствола, полученному с помощью испытателя пласта.

В Западной Сибири, где технология используется в массовом порядке, получено увеличение дебитов нефтяных скважин в 1,5–5 и более раз.

10.9 Методические аспекты выбора и перевода скважин на технологию вызова и интенсификации притока методом регулируемых депрессионных воздействий*

В связи с развитием метода регулируемых депрессионных воздействий при использовании собственного пластового газа и оптимизации расхода рабочего агента, подаваемого извне, в ряде нефтяных регионов СНГ возникла необходимость иметь методику по подбору скважин для этого способа эксплуатации. Сущность предлагаемой методики заключается в следующем.

Предварительный подбор скважин производится по данным промысловой документации. При этом подходящими считаются скважины, у которых перепад давления $\Delta P \geq 0,2$ МПа, дебит жидкости $Q_{ж}$ – от 0,5 до 60 т/сут.

С целью окончательного суждения о пригодности скважин для эксплуатации периодическим методом необходимо провести исследования в зависимости от применяемого способа их эксплуатации.

Глубинно-насосные скважины. Исследования проводят в следующем порядке:

1. При работающем станке-качалке закрывают затрубное пространство скважины. В результате притока газа в затрубном пространстве повышается давление, уровень жидкости оттесняется по направлению к приему насоса. При достаточном дебите и давлении поступающего газа уровень жидкости может быть оттеснен к приему насоса. Однако нужно иметь в виду, что при малом дебите газа и небольшом давлении уровень жидкости может не дойти до приема насоса. Проверка положения уровня жидкости может быть произведена снятием динамограммы работы глубинного насоса. Абсолютная величина подъема затрубного давления приблизительно характеризует погружение насоса под динамический уровень.

2. По прекращению заметного роста затрубного давления останавливают станок-качалку, закрывают задвижку на выкиде скважины. В данном случае также наблюдается подъем затрубного давления, что характеризует повышение приведенного динамического уровня до статического. Запись давлений можно продолжать в течение 2–3 часов через определенные промежутки времени. После этого наносят данные в координатах «давление – время» и по начальной части кривой определяют темп подъема давления (число атмосфер за 1 час).

3. После определения темпа подъема затрубного давления быстро открывают задвижку на выкиде скважины. Если скважина пригодна для эксплуатации при использовании собственного пластового газа, после открытия задвижки на выкиде должен произойти естественный выброс накопившегося столба жидкости. За время выброса затрубное давление падает на величину, зависящую от соотношений диаметров подъемной и эксплуатационной колонн.

Практикой доказано, что после каждого выброса для скважин с 73 мм насосно-компрессорными трубами и 146 мм эксплуатационной колонной затрубное давление падает на 0,3–0,4 МПа, а для комбинаций 73 мм и 139 мм труб – на 0,7–0,8 МПа.

Во время выброса необходимо производить замер выброшенного объема жидкости.

* Раздел выполнен Б. И. Кравченко и Н. Н. Светашовым.

4. По темпу подъема затрубного давления и предполагаемому дебиту определяют число циклов в сутки работы установки периодической эксплуатации скважины.

Периодически эксплуатируемые и слабо фонтанирующие скважины. Исследование проводят без штуцера, что дает возможность полностью использовать накопившуюся в затрубном пространстве энергию сжатого газа.

Порядок проведения исследований следующий.

1. Закрывают задвижку на рабочей струне и определяют темп подъема затрубного и буферного давлений.

2. После стабилизации затрубного давления открывают задвижку на рабочей струне и определяют темп падения затрубного и буферного давлений в процессе выброса. При этом записывают время появления жидкости и время прорыва газа. При появлении пульсации или при сильном снижении буферного давления выброс прекращают путем закрытия задвижки на выкиде.

3. Во время выброса необходимо производить замер выброшенного объема жидкости.

4. По темпу подъема затрубного давления и предполагаемому дебиту определяют число циклов в сутки работы установки.

Для перевода скважин на эксплуатацию периодическим методом в условиях кольматации и деформации фильтрационных путей, необходимо установить по лифту (НКТ) пусковые или рабочие устройства или струйный насос СН-2М. Если предполагаемый дебит скважин находится в пределах 0,5–35 т/сут., необходимо работать с поршнем (плунжером) и спускать подъемные трубы в скважину, предварительно их шаблонируя.

Если предполагаемый дебит скважины превышает 35 т/сут., необходимо работать без поршня. При этом верхний амортизатор установки не монтируют на устье скважины. Производят врезку запорного устройства в выкидную линию и монтаж регулятора циклов.

После проведения подземных и монтажных работ на скважине необходимо ее освоить и установить оптимальный режим эксплуатации.

Установка периодической эксплуатации скважин с перекрываемым выкидом и подачей газа извне. Установка при эксплуатации скважин на собственной пластовой энергии имеет ограниченную область применения, так как число скважин с высоким удельным расходом газа (газовый фактор) на нефтяных промыслах сравнительно невелико.

С целью расширения области применения метода регулируемых депрессионных воздействий предлагается новая конструкция, получившая название установки периодической эксплуатации с перекрываемым выкидом и подачей газа извне (рисунок 10.21). Установка включает устьевую арматуру 1,

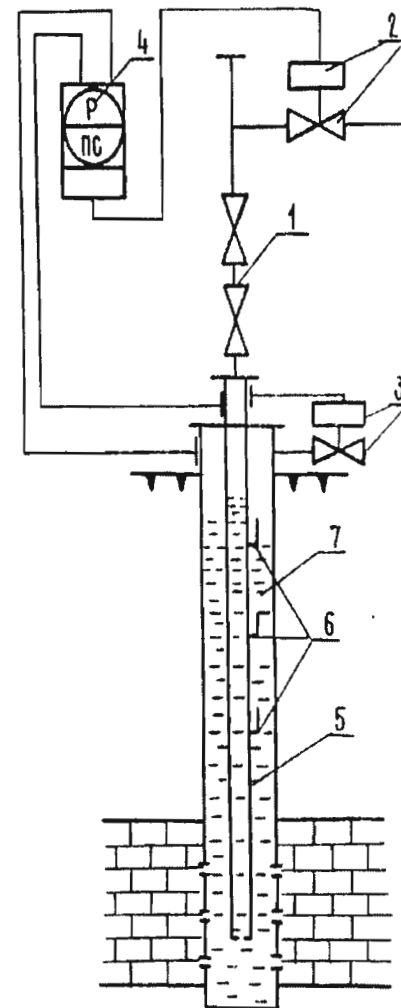


Рисунок 10.21 – Установка периодической эксплуатации с перекрываемым выкидом и подачей газа извне

запорные устройства с электро-пневмоприводом 2, 3, регулятор циклов и подачи рабочего агента извне 4, насосно-компрессорные трубы 5 с пусковыми или рабочими клапанами 6. Принцип действия данной установки таков. Во время создания депрессии происходит накопление пластового флюида в скважине 7. По истечении времени, необходимого для накопления требуемого количества жидкости, регулятор циклов 4 подает сигнал на запорное устройство 3, устьевой клапан 2 при этом закрыт. Клапан 3 открывается, и рабочий агент подается в затрубное пространство скважины, где в течение короткого времени давление поднимается до величины, заданной технологическим режимом. Ввиду того, что клапан 3 остается открытым очень непродолжительное время, в нем не успевает образовываться гидрат даже при наличии некоторой влажности газа.

Кроме того, в течение большей части периода накопления пластового флюида в скважине пласт работает при депрессии, соответствующей данному режиму, или оптимальной депрессии, в случае деформации фильтрационных путей.

Регулятор циклов 4 подает сигнал на запорный орган 2, находящийся на выкиде скважины. При этом с запорного органа 3 сигнал снимается и клапан закрывается, прекращая подкачку рабочего агента в затрубное пространство. При открытом выкидном запорном устройстве 2 происходит выброс пластового флюида, до установленного давления в затрубном или трубном пространстве. При этом подается сигнал на закрытие запорного устройства 2 на устье, цикл закончен.

В настоящее время для периодической регулируемой эксплуатации нефтяных скважин используются автоматические установки гидропакерного поршня. Работоспособность этих установок, имеющих пневматический привод, в целом удовлетворительна. Однако в ряде случаев, когда продуктивные пласты залегают на глубинах более 3000 метров, эти установки не позволяют в полной мере использовать потенциальную производительность скважин. Установки, рассчитанные на рабочее давление, 4,0–6,4 МПа, не дают возможности спускать лифтовые трубы до забоя скважин, что необходимо для создания глубоких циклических депрессионных воздействий.

В связи с этим нами разработана установка для периодической регулируемой эксплуатации скважин, основанная на применении устьевого запорного устройства с электроприводом (рисунок 10.22). Установка состоит из трех основных узлов:

- устьевого запорного устройства с электроприводом (угловой вентиль типа 15С997НЖ, $P_y = 40,0$ МПа, $D_y = 32$ мм с трехфазным электродвигателем мощностью 1,1 кВт (1, 2);

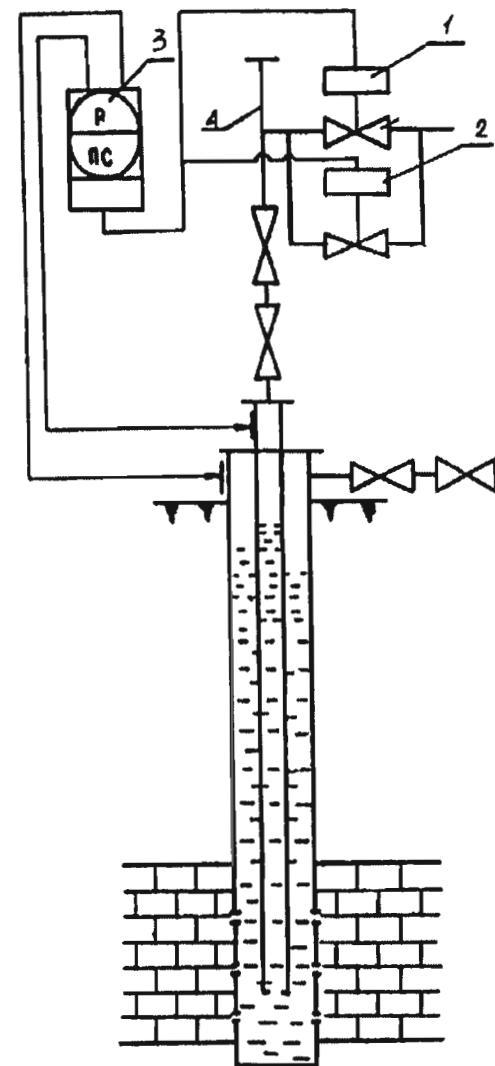


Рисунок 10.22 – Установка периодической регулируемой эксплуатации скважин

- блока командного механизма регулятора циклов, включающего микроконтактный манометр Э_{км} и реле времени типа 2РВМ (3);
- верхнего амортизатора для улавливания поршня (плунжера) Р – 30,0 МПа (4).

Установка может работать как при наличии плунжера (поршня) в скважине, так и при его отсутствии. При периодической регулируемой эксплуатации скважины с использованием энергии собственного попутного газа запорное устройство устанавливается на выкидной линии. При подаче рабочего агента извне запорное устройство может быть смонтировано на устье затрубного пространства или выкидной линии.

В зависимости от конкретных условий эксплуатации командные импульсы могут посылаются либо от ЭКМ, при достижении определенного устьевого давления, либо от РВ через определенные запрограммированные промежутки времени. Для автоматического управления запорным устройством была разработана схема, в основе которой лежит стандартная схема ручного управления приводами типа БВГД (рисунок 10.23).

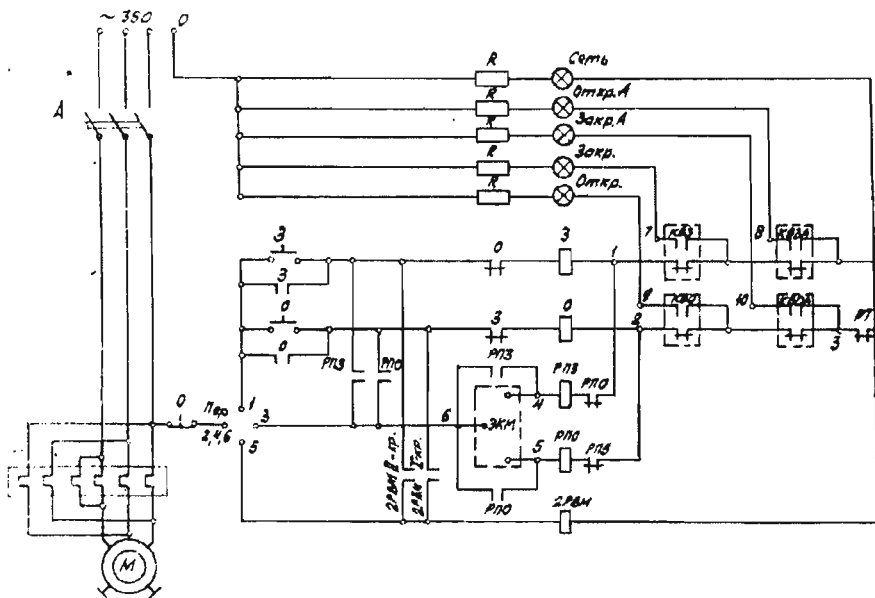


Рисунок 10.23 – Схема автоматического управления запорным устройством

В схему добавлен тумблер – переключатель К, предназначенный для включения в цепь ЭКМ или РВ, микропереключатели ВКО и КВО, ВМЗ и КВЗ перенесены непосредственно за катушки магнитных пускателей. Последнее упрощает коммутацию кнопок управления и облегчает регулирование привода.

При включении ЭКМ с помощью тумблера К ток идет через кнопку «стоп», средний контакт ЭКМ, а затем, в зависимости от положения контактов ЭКМ, к кнопкам «открытие» КО или «закрытие» КЗ. От кнопки КО через нормально замкнутые контакты магнитного пускателя закрытия З и катушку магнитного пускателя открытия О ток проходит через нормально замкнутые контакты ВМО и КВО к клемме «Земля». В результате срабатывает магнитный пускатель открытия, и вентиль открывается. По достижении штоком вентиля крайнего верхнего положения КВО разрывает цепь катушки, двигатель останавливается и загорается сигнальная лампочка ЛО «Открыто». Аналогично осуществляется операция закрытия вентиля. Если на пути между крайними положениями штока вентиля возникает перегрузка (попадание породы, окалины), срабатывает имеющаяся в приводе муфта ограничения крутящегося момента, которая разрывает контакт ВМО или ВМЗ и включает сигнальную лампочку ЛМ «Муфта».

Аналогично осуществляется подача командных импульсов от РВ.

При необходимости (ремонтные работы, регулирование привода) управление двигателя может производиться вручную. Для этого тумблер К необходимо поставить в нейтральное положение.

К достоинствам установки следует отнести:

- возможность осуществления периодической регулируемой эксплуатации нефтяных скважин в диапазоне устьевых давлений от 0,5 до 30,0 МПа, что способствует максимальному использованию добычных возможностей скважин;
- отсутствие узлов, в которых происходит дросселирование газа, что обеспечивает надежную работу установок в жестких климатических условиях;
- возможность оперативного изменения варианта командного механизма (переключение с ЭКМ на РВ и наоборот), что способствует установлению оптимального режима работы скважин при быстро изменяющихся условиях эксплуатации, облегчает управление большим числом периодически действующих скважин, предохраняет от перегрузок систему сбора;
- возможность применения для автоматической периодической эксплуатации газовых скважин, что особо важно при обводненности их продукции;
- основные узлы установки серийно выпускаются промышленностью.

10.10 Перспективы управления проницаемостью нефтяных и газовых пластов с помощью энергии направленных силовых волн*

Известно, что широко применяющиеся в технике гидравлические машины обычного типа используют энергию текущей воды.

В работе [33] рассматриваются машины, использующие энергию волн, генерируемых в неподвижной жидкости, то есть энергию гидравлического удара. Автор допускает, что если в качестве аналога передаче энергии текущей водой представить передачу энергии постоянным электрическим током, то аналогом волновой передачи можно принять переменный электрический ток. Из всех возможных механизмов гидроударного действия наибольший интерес для нас представляет гидроударный насос, состоящий из клапанной коробки и связанного с ним поршневого механизма. Движения поршня в нем происходят в результате воздействия волн, генерируемых на противоположном конце магистрали передачи.

В остальном, схема работы гидроударного насоса не отличается от работы поршневых насосов обычного типа. Главным условием правильной работы всякого механизма гидроударного действия является стабильность частоты генерируемых колебаний, что обуславливается стабильностью числа оборотов вала генератора волн. Важно подчеркнуть, что несоблюдение этого условия ведет к разгону генератора и к выпадению всей системы в резонанс, при котором передача энергии прекращается.

На основании теоретических исследований передачи волновой энергии к насосу гидроударного действия Ю. С. Девдариани пришел к выводу, что вопрос можно, по существу, свести к исследованию продольных колебаний консольного упругого стержня, находящегося под действием осевой переменной во времени силы. Для определения величины этой силы предложена формула:

$$Q = \frac{\gamma u}{g} (1 - \eta) \omega r \sin \omega \left(t - \frac{L}{a} \right) - \frac{\gamma L}{a} \eta \omega^2 \cos \left(t - \frac{L}{a} \right) + \frac{\gamma L}{a} \eta \frac{\omega H'}{\pi} \sum_{i=1,3,5} \cos m \omega t, \quad (10.28)$$

где L – длина передачи; ω – угловая частота мотора; r – ход поршня; t – время; γ – объемный вес жидкости, через которую происходит передача; g – ускорение силы тяжести; a – скорость распространения волны гидравлического

удара; $\eta = \frac{\Delta}{\Delta + K}$ и $\Delta = \frac{\gamma a^2}{g}$; m, k – постоянные коэффициенты.

* Написан совместно с В. В. Войтенко.

Соотношение угловой частоты и длины передачи определяется из выражения

$$\lambda = \sum_{i=1,3,5} \frac{1}{\left(\frac{i\pi a}{2L} \right)^2 - \omega^2}. \quad (10.29)$$

Резонанс в системе наступает, когда $\lambda = \infty$, т.е. $\omega = \frac{i\pi a}{2L}$, который ха-

рактеризуется не только большим увеличением давления, но и нарушением явления генерирования и передачи энергии.

При соблюдении условия $\omega \leq 0,25 \frac{i\pi a}{2L}$, процесс передачи энергии протекает спокойно.

В соответствии с теорией Н. Е. Жуковского, увеличение давления при гидравлическом ударе равно

$$\Delta P = \rho (v_0 - v_1) c, \quad (10.30)$$

где ρ – плотность жидкости; v_0, v_1 – средние скорости течения жидкости в гидравлическом канале до и после закрытия запорного устройства; c – скорость распространения ударной волны вдоль гидравлического канала.

Если принять стенки гидравлического канала абсолютно жесткими, то $c = a = 1400$ м/с, где a – скорость звука в жидкости.

В гидравлическом канале с упругими стенками

$$c = a \sqrt{\frac{E\delta}{E\delta + \varepsilon D}}, \quad (10.31)$$

где D, δ – диаметр и толщина стенки гидравлического канала; E, ε – модули упругости материала стенок гидравлического канала и жидкости соответственно.

Если по жидкости наносить односторонние направленные удары, то вдоль гидравлического канала (волновода) будет осуществляться перенос волновой энергии. При этом процесс непрерывного преобразования кинетической энергии генерирующего механизма в потенциальную энергию гидравлического волнового поля и последней в кинетическую энергию частиц жидкости идет в точном соответствии с законом сохранения энергии

$$E_k + E_p = \text{const}, \quad (10.32)$$

где $E_k = \frac{\rho v^2}{2}$ — кинетическая энергия единицы объема жидкости;

$E_p = P$, $E_p = gph$ — потенциальная энергия единицы объема жидкости, обусловленная давлением и силой тяжести соответственно; v — скорость течения жидкости; h — высота расположения единицы объема жидкости над плоскостью сравнения; g — ускорение силы тяжести; ρ — плотность жидкости.

С учетом изложенного выражение (10.32) можно представить в виде уравнения Бернулли

$$\frac{\rho v^2}{2} + P + gph = \text{const.} \quad (10.33)$$

Из этого уравнения вытекает ряд важных для практической реализации следствий.

В частности, из него следует, что основной перенос волновой энергии вдоль гидравлического канала может быть осуществлен благодаря кинетической составляющей уравнения. При этом, если на пути потока жидкости, движущейся со скоростью v_0 и имеющей давление P_0 , окажется препятствие, то непосредственно перед препятствием произойдет подпор, т.е. замедление потока. В центре области подпора в критической точке скорость потока станет равной нулю. Из уравнения (10.33) видно, что давление в критической точке

$$P_k = P_0 + \frac{\rho v^2}{2}. \quad (10.34)$$

То есть приращение давления ΔP в этой точке будет равно

$$\Delta P = P_k - P_0 = \frac{\rho v^2}{2}. \quad (10.35)$$

При определенном соотношении ΔP и прочности препятствия последнее может быть деформировано (с образованием макро- и микротрещин) или разрушено.

Жидкостный волновод характеризуется тем, что в нем могут распространяться только продольные волны. Поэтому боковые стенки волновода при прохождении по нему волновой энергии практически никаких нагрузок не испытывают. При падении волновой энергии на поверхность установленного на ее пути отражателя, она отражается по закону: угол отражения равен углу падения и частично преломляется в материал отражателя по закону: синус угла падения относится к синусу угла преломления, как скорость волны в жидком волноводе к ее скорости в материале отражателя.

Эффект дискретного переноса энергии по жидкостному волноводу успешно используется в горном деле при формировании дополнительной проницаемости в горном массиве для цели добычи полезных ископаемых подземным выщелачиванием. Рассмотрение имеющегося в этой области опыта полезно с позиций оценки перспектив управления проницаемости нефтегазовых пластов.

Согласно способу, изложенному в работе [171], рудное тело вскрывается, по меньшей мере, двумя скважинами. Выщелачивающая рабочая жидкость подается через закачные скважины, а выдача продуктивного раствора осуществляется через откачные скважины. На выщелачиваемое рудное тело воздействуют энергией волновых полей. Излучаемые из скважины импульсы имеют периодически изменяемую форму волны и несимметричное распределение энергии во времени относительно нулевой амплитуды. Рудное тело в направлении закачных скважин обрабатывают импульсами растяжения, излучаемыми из откачных скважин, а в направлении откачных скважин — импульсами сжатия, которые излучают из закачных скважин. Предложенная схема выщелачивания и формы волновых полей показаны на рисунке 10.24.

Способ осуществляется в следующей последовательности. В закачную скважину 2 устанавливают излучатель 4, который обеспечивает диаграмму направленности излучения 5. затем начинают подачу выщелачивающей рабочей жидкости через закачные скважины и отбор продуктивных растворов через откачные.

Чтобы интенсифицировать процесс выщелачивания, на рудное тело 1 воздействуют импульсами с периодически изменяемой формой волны и несимметричным распределением энергии во времени относительно нулевой амплитуды. Различные формы волн на рисунке 10.24 представлены в координатах напряжение — время или напряжение — расстояние зависимостями 6, 7 и 8 с периодом $\tau_{1,2}$. В качестве излучателя энергии могут применяться электромагнитные или механические (электро-, пневмо-, гидроударники) генераторы волн. По мнению авторов разработки, воздействие на рудное тело рассмотренными формами волновых возмущений обеспечивает несимметричную относительно равновесного состояния деформацию горного массива, причем его смещение происходит с большей амплитудой или более длительным временем, или с большей скоростью в направлении массопереноса жидкой фазы, что является условием «вибротранспорирования» раствора.

При этом волновое смещение массива и жидкости используется непосредственно для массопереноса жидкости, что резко увеличивает эффективность процесса.

Чтобы обеспечить движение жидкости преимущественно в одном направлении, на рудное тело воздействуют волновыми полями с импульсной структурой. Частота импульсов определяется в зависимости от величины коэффициента затухания волны в рудном теле между закачными и откачными скважинами.

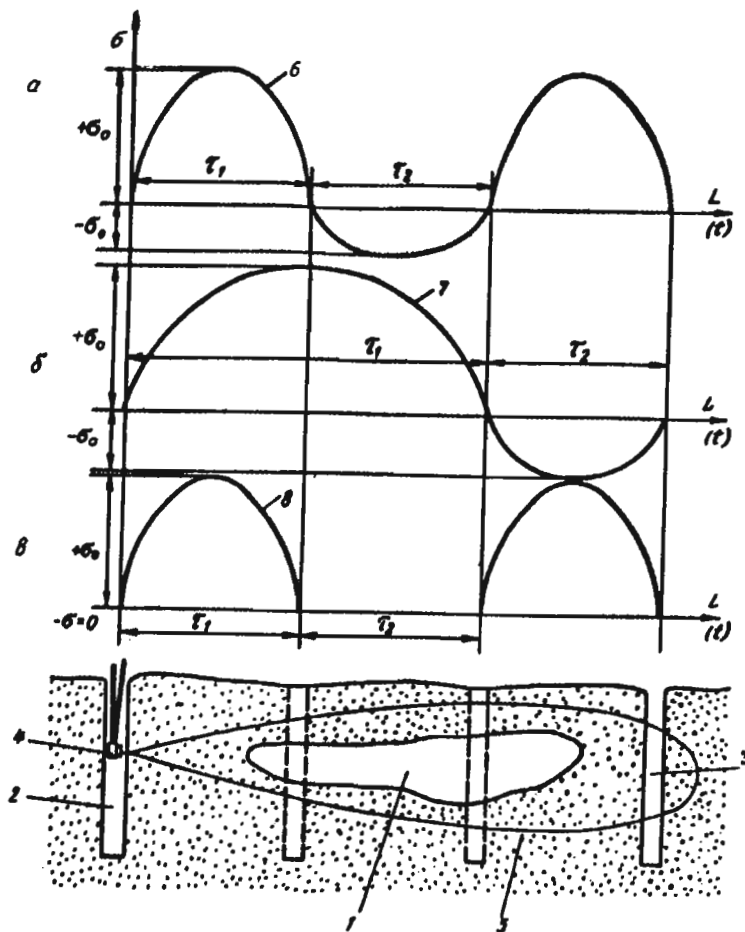


Рисунок 10.24 – Схема выщелачивания и формы волновых полей:
1 – рудное тело; 2 – закачная скважина; 3 – откачная скважина; 4 – излучатель; 5 – диаграмма направленности излучения; 6, 7, 8 – зависимости форм волн

В способе [172] наряду с применением энергии волнового поля для повышения проницаемости рудного тела решается и обратная задача – кольматация вмещающих пород. Первая достигается тем, что ударные волны в зоне пласта полезного ископаемого поворачивают отражением волны вдоль

пласта путем установки в скважине отражателя волн, а амплитуду напряжений волн определяют из соотношения

$$0,6\sigma_y \geq \sigma_{\text{волн}} \geq 0,3\sigma_n, \quad (10.36)$$

где σ_y – предел упругости скелета горной породы; $\sigma_{\text{волн}}$ – максимальная амплитуда напряжений в волне; σ_n – предел прочности горной породы.

Для снижения проницаемости вмещающих пород их обрабатывают ударными волнами с амплитудой напряжений выше предела упругости скелета породы.

Схема обработки пласта рассматриваемым способом приведена на рисунке 10.25. Здесь генератор волн 1 верхним торцом соединен с подающим устройством (цилиндром 2), которое, в свою очередь, прикреплено к передвижной раме 3, подающее устройство 2 обеспечивает подачу генератора волн 1 вдоль оси скважины на величину A . Нижний торец генератора волн 1 заканчивается волноводом-излучателем 4 с излучающим торцом 5, входящим в обсаженную трубой 6 скважину, заполненную до устья технологическим раствором.

Вдоль оси скважины перемещается акустический отражатель 8, имеющий плоскость скоса 10. В зоне рудного тела 9 установлен фильтр 11. Отражатель перемещается и удерживается на заданной глубине с помощью троса 12. Процесс обработки производят в следующей последовательности.

Рудное тело вскрывают расположенными в соответствии с заданной сеткой скважинами, через которые подают технологический раствор. Затем, в зависимости от проницаемости рудного тела и вмещающих пород, воздействуют на массив ударными волнами. Для этого обсадную трубу 6 поднимают над устьем скважины или наращивают с помощью фланцев удлинитель обсадной трубы. Скважину внутри обсадной трубы и в затрубном пространстве заполняют технологическим раствором 7. Генератор волн 1 монтируют над устьем скважины таким образом, чтобы его ось совпала с осью обсадной трубы 6. Внутри ее вводят излучатель-волновод 4. С помощью механизма подачи 2 создают давление, прижимающее торец излучателя к технологическому раствору (жидкостному волноводу). После этого включают в работу генератор волн 1. Генерируемые им волны от торца 5 излучаются в технологический раствор в виде волн сжатия 13, которые, достигнув скоса 10 отражателя 8, формируют отраженную волну сжатия 14 заданной направленности. Причем в зависимости от геометрии скоса 10 это может быть волна кругового или секторного излучения. Высокий коэффициент полезного воздействия на массив достигается при хорошем акустическом согласовании жидкостного волновода с горным массивом. Под действием импульсного давления, достигающего 300 МПа и более, технологический раствор проникает в имеющиеся в породе трещины, расширяя их и образуя

новые. Время, необходимое для обеспечения заданной проницаемости массива, определяется числом циклов нагружения до разрушения в соответствии с экспериментальной кривой усталостного разрушения породы.

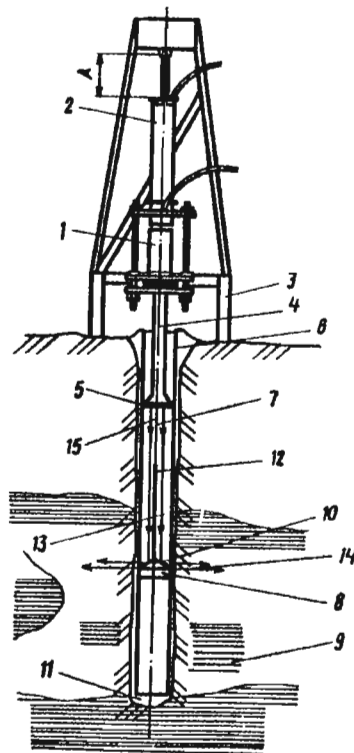


Рисунок 10.25 – Схема обработки пласта ударными волнами:

- 1 – генератор волн; 2 – подающее устройство (цилиндр);
- 3 – передвижная рама; 4 – волновод-излучатель; 5 – излучающий торец; 6 – обсадная труба; 7 – технологический (рабочий) раствор; 8 – отражатель; 9 – рудное тело; 10 – плоскость склона отражателя; 11 – фильтр; 12 – трос; 13 – стрелки, показывающие распространение волны сжатия вдоль оси скважины; 14 – стрелки, показывающие распространение волны от плоскости склона отражателя вдоль обрабатываемого пласта; 15 – сквозное отверстие для выпуска воздуха из-под торца излучателя

После достижения проницаемости массива процесс выщелачивания может осуществляться традиционным путем, то есть без волнового воздействия. Необходимость в повторном волновом воздействии возникает в случае кольматации фильтра: кольматацией или недостаточной проницаемостью пласта. Для декольматации фильтра и восстановления нужной проницаемости пласта его вновь обрабатывают по описанной выше технологии в течение сравнительно короткого времени – от нескольких до десятков минут (при частоте импульсов 2000/мин).

Задача кольматации решается в том случае, если вмещающие рудное тело породы имеют рыхлую структуру. При этом их, в первую очередь, подвергают обработке волновыми полями с амплитудой напряжения волн, превышающей предел упругости скелета породы, в течение времени, обеспечивающего снижение проницаемости не менее чем в 10–15 раз. При такой обработке проницаемым для технологического раствора остается только рудный пласт.

Авторами [173] предложен способ повышения проницаемости горных пород на месте залегания, в котором увеличение проницаемости скальных пород при одновременном снижении энергозатрат при волновой обработке достигается за счет дилатантной деформации и разуплотнения горного массива в режиме неравномерного нагружения в макрообъемах. На рисунке 10.26 показана общая компоновочная схема разработанной ими установки, которая позволяет осуществлять рекомендованную технологию. Установка представляет собой комплекс, состоящий из экскаватора 1, излучателя волн 2, гидромолота 3 и цементирующего агрегата 4. На рукоять экскаватора вместо ковша устанавливают генератор волн – гидромолот, который подключают к гидравлической системе экскаватора, а в нижней части посредством фланца – с излучателем волн.

Излучатель волн состоит из двух конических корпусов, один из которых – отражатель волн 5 – рассчитывают из условия акустического согласования волноводов, а другой – концентратор волн 6 – проектируется из условия уменьшения сечения по экспоненте. Корпуса соединены фланцами. К нижней части излучателя крепится подвижная опора 7. Верхняя ее часть представляет собой сферу, необходимую для обеспечения соосности при монтаже на скважине. К патрубку подвижной опоры крепится присоединительный патрубок 8, соединенный с напорной магистралью цементирующего агрегата. После подключения к присоединительному патрубку напорной магистрали высокого давления через обратный клапан 12 подают воду под давлением $3 \cdot 10^2$ кН/м² до полного заполнения скважины и излучателя.

Вода воздействует на волновод 13, который поднимает боек 10 гидромолота до сопряжения с клапаном 11, после чего боек 10 под действием давления жидкости, которое поддерживается газовым аккумулятором через

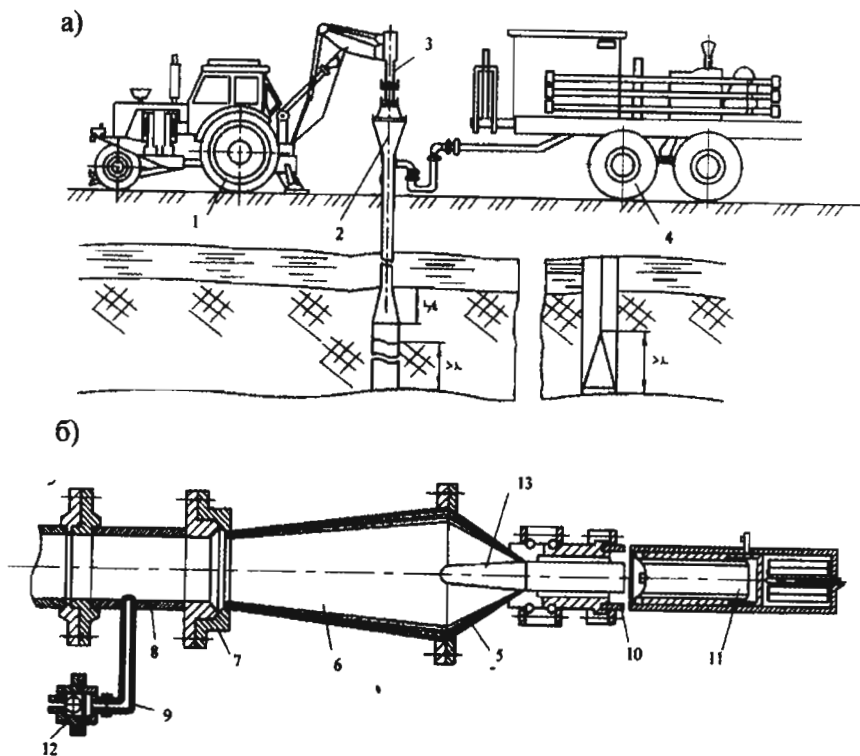


Рисунок 10.26 – а) Компонировочная схема установки для обработки горного массива энергией упругих волн:

1 – экскаватор; 2 – излучатель волн; 3 – гидромолот; 4 – цементировочный агрегат

б) Излучатель волн:

5 – отражатель волн; 6 – концентратор волн; 7 – подвижная опора; 8 – присоединительный патрубок; 9 – напорная магистраль цементировочного агрегата; 10 – боек; 11 – клапан; 12 – обратный клапан на магистральной линии высокого давления; 13 – волновод

клапан 11, устремляется вниз и наносит удар по торцу излучателя. Затем клапан вновь набегает на голову бойка и цикл повторяется.

Гидромолот 3, будучи прижатым к столбу воды, создает ударную силу сжатия, которая, достигая конической поверхности корпуса отражателя 5, отражается

вдоль оси скважины и, проходя через концентратор волн 6, излучается в технологический раствор (жидкостный волновод), заполняющий скважину.

При работе установки необходимо, чтобы волновод 13 был постоянно прижат к столбу жидкости, а боек 10 с заданной частотой генерировал серию волн. Это вызывает смещение в направлении забоя, сообщая ему определенное количество движения.

Разуплотнение в соответствии с рекомендованным способом происходит следующим образом. До нагружения волнами сжатия массив породы насыщается жидкостью под давлением, превышающим поровое не менее чем в 1,5 раза, чтобы компенсировать горное давление и обеспечить движение жидкости от скважины в массив. Затем по сжатому столбу жидкости, находящемуся в скважине, с поверхности подают волны сжатия с амплитудой давления, большей или равной напряжению сжатия – растяжения в плоскости пласта. При этом обеспечивается процесс дилатантной деформации и разуплотнения массива в режиме неравномерного нагружения в макрообъемах, обусловленного разностью горных давлений из-за неодинакового размера пор и структурно-акустической неоднородности массива.

Длину волны выбирают близкой к толщине пласта, но не больше этой толщины, с тем чтобы снизить потери энергии волны из-за рассеяния за пределами пласта. Если пласт малой толщины, то длину волны ограничивают по минимальной величине. Она должна быть не меньше длин трещин, имеющих в массиве. Длина волны задается в генераторе. При дилатантной деформации (деформации сдвигом по граням или блокам кристаллов) массив покрывается относительно равномерной сеткой трещин, а существующие трещины и поры увеличиваются в размере.

По мнению авторов [173] объем разуплотненной части массива при этом увеличивается на 1–2% за счет упругого сжатия близлежащих вмещающих пород.

Длину волны подбирают с учетом соотношения

$$h \geq \lambda \geq T \cdot a \geq \Delta l n, \quad (10.37)$$

где h – толщина пласта полезного ископаемого; λ – длина волны; a – скорость волны; T – длительность волны; Δl – прирост длины трещины за одно прохождение волны; n – количество прохождений волны для обеспечения расчетной длины трещины.

Поперечное сечение жидкостного волновода в направлении к забою в зоне излучения волн должно изменяться в соответствии с зависимостью

$$F_{ж_0} = \frac{\rho_{ж_0} a_{ж_0} F_{ж_0} + \rho_m a_m F_m}{\rho_{ж_0} a_{ж_0}}, \quad (10.38)$$

где $\rho_{ж_0}$, $a_{ж_0}$ – начальные (при подходе к забою скважины) плотность жидкости и скорость волны в жидкости соответственно; $\rho_{ж}$, $a_{ж}$, $F_{ж}$ – плотность жидкости, скорость волны в жидкости, текущее значение сечения жидкостного волновода на длине волны соответственно; ρ_m , a_m , F_m – плотность массива, скорость волны в нем, поперечное сечение участка массива, охваченного волной в каждом сечении на длине волны от забоя скважины вглубь массива соответственно.

Волновод-излучатель должен иметь сечение, уменьшающееся по зависимости

$$F_{и_0} = \frac{\rho_{и_0} a_{и_0} F_{и_0} + \rho_{ж_0} a_{ж_0} F_{ж_0}}{\rho_{и_0} a_{и_0}}, \quad (10.39)$$

$\rho_{и_0}$, $a_{и_0}$ – плотность материала излучателя, скорость волны в материале излучателя в нулевом сечении соответственно; $\rho_{и}$, $a_{и}$, $F_{и}$ – те же параметры излучателя в текущих сечениях излучателя соответственно; $\rho_{ж}$, $a_{ж}$, $F_{ж}$ – соответственно плотность жидкости волновода, скорость волны в жидкости волновода и приведенное сечение жидкостного волновода по длине излучателя.

Длина акустического отражателя должна быть не меньше длины генерируемых волн.

Широкомасштабные промышленные испытания последнего из рассмотренных способов были выполнены под научным руководством А. И. Бажаля в 1985 г. при добыче полезных ископаемых методом подземного выщелачивания с использованием закачных и добычных скважин. Результаты этих испытаний представлены в таблице 10.12.

Как видно, после обработки зоны фильтра (шаг обработки 0,4–0,5 м, время обработки на каждом шаге 15 мин) общая приемистость 7 скважин 31 ряда увеличилась с 3,4 до 18,3 м³/час (на 430%), а общая приемистость 14 скважины 33 ряда увеличилась с 16,24 до 32,04 м³/час (на 220%).

Вместе с тем по некоторым скважинам (17,23 и 25 из 33 ряда) было получено снижение приемистости.

Специальные испытания по оценке возможности кольматирования (закупорки или закрытия проницаемых зон) показали, что при изменении режима эта задача успешно решается. При соответствующем литологическом составе проницаемых пропластков их можно закольматировать, не добавляя в закачиваемые растворы тампонирующие смеси.

Таблица 10.12 – Изменение приемистости скважин после воздействия силовыми волнами

№ ряда	№ скважины	Приемистость скважины, м³/час		Изменение, %	Время обработки, час	Интервал обработки фильтра, м	Шаг обработки, м
		до обработки	после обработки				
	3	0,15	1,9	1166,7	2,5	59–52 52–49	0,5
	14	0,4	2,5	525,0	3	60–54 52–47	0,5
	21	0,24	2,2	816,7	4	57–54 54–49	0,5
31							
	29	0,86	5,7	562,8	7,5	60,5–48	0,4
	34	0,8	2,23	178,8	3	60–54	0,5
	35	0,6	2,1	250,0	2,5	55–50	0,5
	36	0,31	1,63	425,8	6	60–49	0,4
	11	0,67	4,6	586,6	3,2	63–56	0,5
	13	0,12	8,3	6816,7	7	61,5–53,5	0,2
	15	1,8	3,96	120,0	4	58–54,5 52–48	0,5
	16	0,45	1,9	322,2	4,5	57–53 51–48	0,4
	17	0,79	1,26	59,5	2	55–49	1
	19	0,08	2,31	2787,5	5	60–50	0,5
33							
	20	1,66	6,64	300,0	5	60–55 51–48	0,4
	22	1,53	3,15	105,9	2,5	54–50	0,4
	23	2,49	4,4	76,7	3,5	55–48	0,5
	24	1,63	3,27	100,6	4	60–52	0,5
	25	3,32	6,1	83,7	4,5	55,5–47	0,4
	26	0,98	3,7	277,5	3	58–52	0,5
	27	0,58	1,33	129,3	2,8	60–56,5	0,4
	28	0,14	1,12	700,0	2,8	60–56,5	0,4
34	17	0,4	3,2	700,0	5	59–49	0,5

Дальность разуплотнения горного массива от скважины, через которую осуществляется волновое воздействие, в осадочных породах достигает 40–60 метров, а в скальных – 15–80 метров. При этом жидкостная проницаемость рудного массива мощностью 6–10 метров через скважину диаметром 100 мм в скальных породах может быть увеличена до 4–6 м³/час, а в осадочных – до 5–15 м³/час при скорости фильтрации жидкой среды не менее 5–10 м/сутки.

Эти параметры позволяют ввести в разработку месторождения полезных ископаемых скважинными методами: подземным выщелачиванием (радиоактивные, редкие, цветные металлы, марганец, каменная и калийные соли), подземной выплавкой (сера), которые представлены слабо- и практически непроницаемыми породами. Промышленное значение этого способа для добычи твердых полезных ископаемых трудно переоценить, если учесть, что примерно 60% их залегают в жидкостно-непроницаемых горных породах (а уже сейчас остро стоит проблема отработки именно таких рудных тел) и не менее 20% – в недостаточно проницаемых горных структурах.

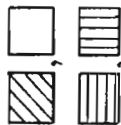
Обнадеживающие результаты были получены также (фирма «Аснов», А. И. Бажал, А. С. Новиков) при волновой обработке водяных пластов в Волгоградском регионе.

Из данных, приведенных на рисунке 10.27 видно, что проницаемость продуктивных пластов и, как следствие, дебит водяных скважин после волнового воздействия увеличиваются в десятки, сотни и более раз. При этом в промышленную эксплуатацию удастся ввести даже скважины с начальным нулевым дебитом.

Столь эффективные результаты, полученные при опытно-промышленных испытаниях способа формирования дополнительной проницаемости в горном массиве направленными силовыми волнами при разработке рудных залежей и на вододобывающих скважинах, конечно же, не могли не привлечь внимание геологоразведчиков и нефтегазодобытчиков. Так как задача восстановления и улучшения проницаемости нефтегазовых пластов, создания дополнительной строго ориентированной проницаемости для целей повышения нефтегазоотдачи месторождений и предупреждения раннего обводнения скважин в геологоразведочной и нефтегазовой промышленности стоит не менее остро, чем в горнорудной отрасли.

Важность этой проблемы возрастает и в связи с тем, что применяемые ныне технологии не позволяют, как это видно из рисунка 10.28, довести до уровня рентабельности дебиты скважин и задействовать в работу всю толщину продуктивного пласта при режимах отбора нефти, обеспечивающих максимальную добычу, что особенно характерно для трещинно-поровых и трещинных коллекторов.

Первые попытки увеличения проницаемости перспективных горизонтов направленными силовыми волнами были предприняты в Беларуси (ПО «Беларусь-геология») на скважинах 2-Чкаловской и 8-Пожихарской Припятской впадины.

Обозначения:

 — проницаемость до и после обработки соответственно
 — дебит скважины до и после обработки соответственно

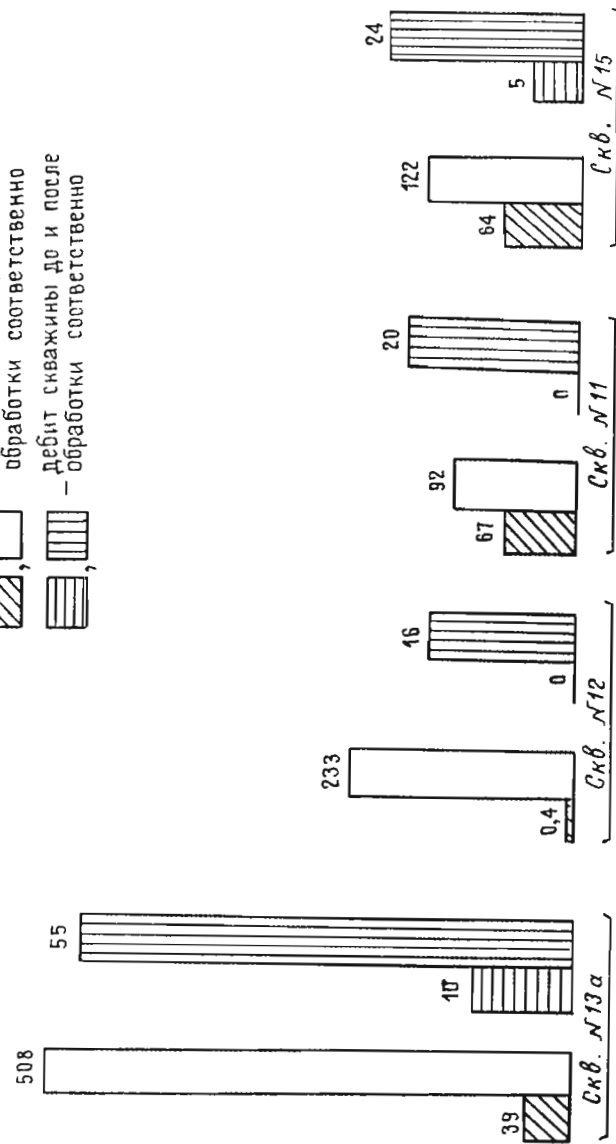


Рисунок 10.27 – Изменение проницаемости пласта (мД) и дебита (м³/ч) вододобывающих скважин Волгоградского региона после обработки силовыми волнами

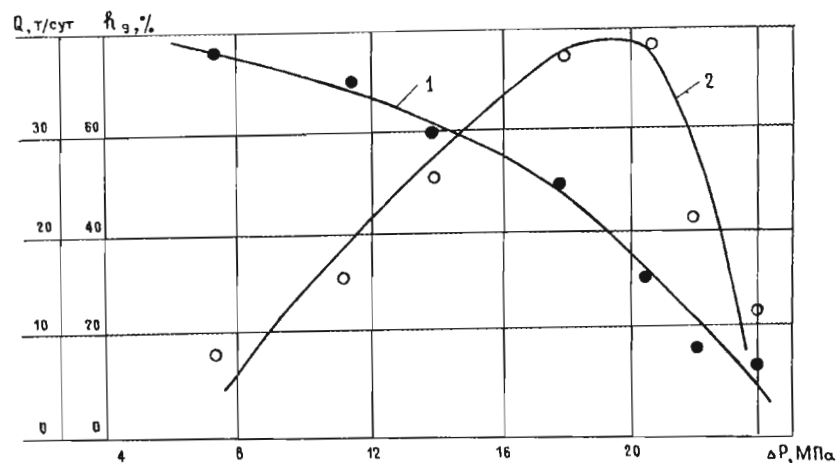


Рисунок 10.28 – Влияние депрессии на пласт (ΔP) на «работающую» толщину пласта R , (кривая 1) и дебит (кривая 2) скважины №253 Лесной Северо-Кавказского региона (по данным Б. И. Кравченко)

Однако в обоих случаях положительные результаты получены не были. При этом были выявлены серьезные недостатки как в технологии проведения операций, так и в конструкции опытной установки. В результате за все время испытаний ни разу не удалось выйти на устойчивый режим генерирования упругих волн и передачи волновой энергии.

Впоследствии фирма «Аснов» (А. И. Бажал, А. С. Новиков) произвела волновую обработку нефтяного пласта в скважине 200-Кудиновской Волгоградской области с весьма впечатляющими результатами (таблица 10.13).

Коллектор нефти в скважине 200-Кудиновской в интервале обработки (2404,8–2413,6 м) представлен слабопроницаемыми песчаниками. Эти данные указывают на большую перспективность технологии обработки нефтегазовых пластов направленными силовыми волнами.

Вместе с тем, анализ полученной информации показал необходимость серьезной доработки как волновой технологии, так и оборудования для ее осуществления.

Способы и устройства, предназначенные для волновой обработки рудных полезных ископаемых, нельзя без усовершенствования применять в нефтегазовых скважинах.

Таблица 10.13 – Результаты волновой обработки нефтяного пласта в скважине 200 Кудиновского месторождения

Параметры	До обработки	После обработки
Давление нагнетания при определении приемистости, МПа	13	2
Способ эксплуатации	глубинно-насосный (1975 г.)	фонтанный (1995 г.)
Дебит скважины, м ³ /сут по жидкости	2,5–3,0	23,0–24,0
Дебит скважины по газу, тыс. м ³ /сут	0	21,3
Давление на устье, МПа	0	1,3

Большое давление (5–10 МПа) на устье скважины, необходимое для устойчивой работы гидромолота, потребует закачки в пласт значительных объемов жидкости. Это нецелесообразно в связи с техническими трудностями и энергетическими затратами. В большинстве скважин, особенно на истощенных месторождениях, давление на устье скважины, необходимое для работы гидромолота, создать технически невозможно. Кроме того, при таких режимах обработки пласта трудно избежать резонансных явлений, которые могут привести к разрушению крепи и потере скважины.

Задача восстановления или создания дополнительной проницаемости нефтяного пласта за счет воздействия силовыми волнами должна решаться комплексно с учетом особенностей его физико-механических свойств и напряженно-деформированного состояния, конструкции скважины и ее забоя, состояния крепи и обеспечения условий, исключающих совпадение частоты изменения внешней силы, действующей на систему, с возможной частотой ее свободных колебаний.

При волновой обработке нефтяных пластов поглощаемый объем рабочей жидкости должен быть минимальным. Особенно в тех случаях, когда в качестве рабочей жидкости используется вода. Попадая в продуктивный пласт, она оттесняет нефть, может образовывать стойкие малоподвижные эмульсии, вызвать набухание глинистых включений и, как следствие, ухудшит проницаемость призабойной зоны.

Нефтенасыщенная часть продуктивная пласта обычно подпирается контурной и подошвенной водой. Если при обработке будет увеличена проницаемость в сторону водонефтяного контакта, то возможен прорыв пласто-

вой воды, что приведет к обводнению и досрочной потере скважины. Поэтому обработку нефтяного пласта направленными волнами следует проводить в сторону, противоположную водяному контуру.

Необходимо также учитывать анизотропность нефтегазовых пластов по коллекторским свойствам и обрабатывать их низкопроницаемые интервалы с тем, чтобы при отборе в работу была включена как можно большая часть толщины пласта.

Нужно стремиться к тому, чтобы при волновых воздействиях не была нарушена целостность подстилающих и перекрывающих пластов и пропластков.

Нами [176] предложен способ повышения проницаемости, в котором максимально учитываются особенности нефтегазового пласта. Для предотвращения ухудшения проницаемости приствольной зоны из-за поглощения жидкости волновода, перед воздействием направленными волнами в интервале обработки создают давление столба жидкости равное или ниже пластового давления. С этой целью на устье скважины в полости волнового излучателя поддерживается расчетное давление, но не ниже 0,3 МПа, необходимое для прижатия жидкости волновода к торцу дюбеля для обеспечения передачи энергии гидромолота волноводу. Так как этого давления недостаточно для выдвижения в верхнее крайнее положение дюбеля и ударного механизма, то в конструкцию установки (рисунок 10.29) введен гидромеханический узел 6 для принудительного выдвижения дюбеля в верхнее положение.

Акустическая жесткость волновода регулируется изменением объема камеры формирования волны с помощью поршней 8 боковых отводов 7.

Для перемещения отражателя 17 вдоль обрабатываемого интервала введен узел центрирования кабеля или стальной проволоки. В узле центрирования имеется отклоняющий ролик, который перед перемещением отражателя выдвигается с помощью рукоятки и винта на середину сечения проходного отверстия, центрируя таким образом кабель или стальную проволоку, на которых подвешен отражатель. На время же обработки ролик перемещают в нишу и освобождают проходное сечение для прохождения ударных волн.

Защита крепи скважины осуществляется регулированием акустической жесткости волновода (предупреждение резонанса) и установкой в верхней части обрабатываемого интервала пакера 16.

Соблюдается следующий порядок работ. В скважину на насосно-компрессорных трубах (НКТ) или каротажном кабеле спускают отражатель силовых волн направленного действия, ориентированным в пространстве для обработки пласта в заданном направлении.

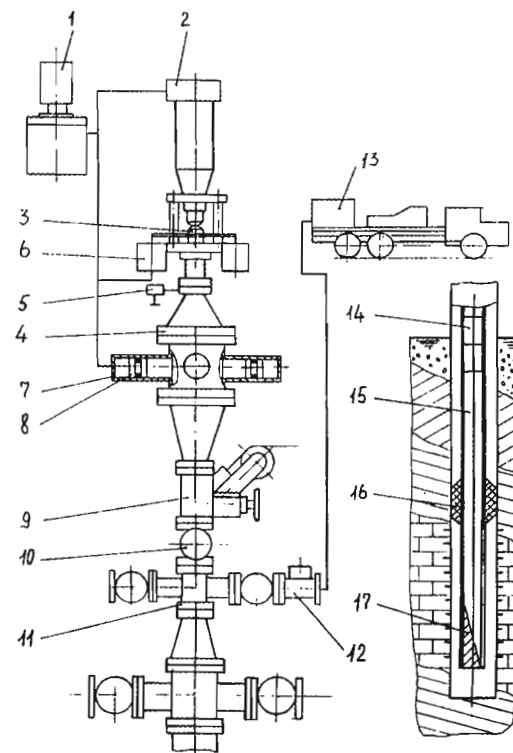


Рисунок 10.29 – Устройство для осуществления технологии обработки пласта направленными силовыми волнами:

- 1 – гидростанция; 2 – гидромолот; 3 – дюбель; 4 – волновой излучатель; 5 – вентиль; 6 – гидромеханический узел; 7 – отвод; 8 – поршни; 9 – центратор задвижки; 10 – центральная задвижка; 11 – крестовина; 12 – обратный клапан; 13 – насосный агрегат; 14 – нитрубки НКТ; 15 – колонна НКТ; 16 – пакер; 17 – отражатель

Отражатель устанавливают в подошве обрабатываемого пласта. После монтажа комплекса оборудования для обработки пласта, с помощью насосного агрегата заполняют скважину рабочей жидкостью (обработанная вода, нефть, дизтопливо), раскрывают гидромеханический пакер, который разделяет кольцевое пространство между НКТ и эксплуатационной колонной. Одновременно жидкостью заполняют волновой излучатель (ВИ).

Воздушную или газовую подушку стравливают в атмосферу через специальный вентиль 5. Давление на устье устанавливают исходя из условия соблюдения равновесия между давлением флюидов, насыщающих продуктивный пласт (пластовым давлением) и гидростатическим давлением столба жидкости в скважине в совокупности с давлением на устье. При этом столб жидкости в НКТ прижат к торцу дюбеля, образуя непрерывную систему гидравлического волновода. Для привода в действие гидромеханических узлов (ГМУ) комплекса включают гидростанцию 1. Дюбель 3 автоматически выдвигается в крайнее верхнее положение и прижимается к бойку гидромолота 2 и поднимает вверх его ударную часть. Гидромолот (ГМ) в этот момент начинает работать – совершать удары по дюбелю. В крайнем верхнем положении ГМУ отпускает дюбель и когда последний под действием удара ГМ опустится в нижнее положение ГМУ вновь поднимает его вверх.

Энергия работающего гидромолота через дюбель передается столбу жидкости в НКТ – волноводу. С помощью отражателя 17 волновые импульсы от ударов ГМ преломляются и направляются в продуктивный пласт.

Во время волновой обработки продуктивного пласта поддерживают статическое равновесие между пластовым давлением и давлением столба волновода. Обработка выполняется в заданном направлении, что позволяет исключить развитие трещиноватости и улучшение проницаемости в нежелательном направлении, например, в сторону водонефтяного контакта.

Таким образом, предложенные способ и устройство формирования дополнительной проницаемости в горном массиве позволяют избежать многих негативных последствий при интенсификации притоков и восстановлении дебитов нефтяных скважин с сохранением всех достоинств волновых технологий.

В дальнейшем, чтобы защитить устьевое оборудование от ударных нагрузок, установка для генерирования упругих волн была усовершенствована. Одновременно был предложен полный комплекс оборудования, необходимый для реализации волновой технологии обработки нефтегазовых пластов.

Важно подчеркнуть возможности изложенных технологий при разработке водоплавающих нефтяных залежей, когда возникает проблема борьбы с ранними водопитоками и обводнениями скважин из-за подтягивания подошвенной воды. Использование волновой энергии позволяет создать на границе «нефть – вода» экран требуемой толщины и протяженности.

Оценивая в целом перспективы использования энергии упругих волн при интенсификации притоков и разработке нефтегазовых месторождений, можно предположить, что после доработки технологии и технических средств это направление может составить серьезную конкуренцию таким сложным и дорогостоящим операциям, как гидроразрыв и вскрытие пласта горизонтальными скважинами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллаев Р. М. Влияние реологических свойств горных пород на устойчивость стенок скважин/Р. М. Абдуллаев, А. А. Иманов, Т. Х. Сулейманов//Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 7.
2. Алиев М. Г. Оценка термоупругих напряжений пород стенок необсаженной скважины/М. Г. Алиев, А. А. Баймурзаев//Нефтяное хозяйство. – 1966. – № 10.
3. Амиян В. А., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М.: Недра, 1972.
4. Амиян В. А., Уголев В. С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. – М.: Недра, 1970.
5. Аникиев К. А. Аномально высокие давления в нефтяных и газовых месторождениях. – М.: Недра, 1964.
6. Бабалян Г. А. Вопросы механики нефтеотдачи. – Баку: Азнефтеиздат, 1961.
7. Бабалян Г. А. К физико-химическим основам применения ПАВ в бурении скважин для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов//Труды совещания по применению ПАВ в нефтяной промышленности. – М.: Гостоптехиздат, 1961.
8. Байдюк Б. В. Механические свойства горных пород при высоких температурах и давлениях. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
9. Байдюк Б. В., Шрейнер Л. А. Влияние напряженного состояния и влажности на устойчивость глинистых пород в скважинах//Тр. ин-та АН СССР, Нефтепромысловое дело. Том 11. – 1958.
10. Байдюк Б. В. Расчет устойчивости горных пород в скважинах/Б. В. Байдюк, Л. А. Шрейнер//Вопросы деформации и разрушения горных пород при бурении. – М.: ГосИНТИ, 1961.
11. Байдюк Б. В. Исследование влияния температуры на устойчивость стенок скважин при установившихся тепловых режимах/Б. В. Байдюк, Р. С. Яремийчук//Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 8.
12. Баклашов И. В., Картозия Б. А. Механика горных пород. – М.: Недра, 1975.
13. Безухов Н. И. Основы теории упругости, пластичности и ползучести. – М.: Высшая школа, 1968.

14. Белов В. И. Давление горных пород на стенки вертикальных шахт//Труды ДИИ, выпуск 15. – Ханты-Мансийск, 1940.
15. Беляев Н. М. Сопротивление материалов. – М.: Гостоптехиздат, 1958.
16. Богатов Б. А., Войтенко В. С., Киреев А. М. Перспективы скважинной добычи полезных ископаемых в Беларуси. – Минск: Технопринт, 2004.
17. Богомолов Г. В. и др. Гидродинамика и геотермия нефтяных структур. – Минск: Наука и техника, 1975.
18. Булатов А. И. Освоение скважин. Справочное пособие/А. И. Булатов, Ю. Д. Качмар, П. П. Макаренко и Р. С. Яремийчук. – М.: Недра, 1999.
19. Булатов В. В. Температурные напряжения стенок скважин//Нефтяное хозяйство. – 1965. – №2.
20. Вадецкий Ю. В. Бурение скважин с промывкой водой. – М.: Гостоптехиздат, 1958.
21. Вадецкий Ю. В. и др. Особенности вскрытия, испытания и опробования трещинных коллекторов. – М.: Недра, 1973.
22. Винарский М. С., Выстороп В. К. Выбор тампонирующих материалов в соответствии с размерами основных каналов поглощающего пласта//Бурение. – 1971. – №7.
23. Воздвиженский Б. И. и др. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. – М.: Недра, 1973.
24. Войтенко В. С., Киреев А. М., Первушин Г. Г. Проблемы устойчивости скважин на больших глубинах/Деформирование и разрушение горных пород: Сб.ст. – Бишкек: Илим, 1990.
25. Гайворовский А. А. Крепление скважин и разобщение пластов. – М.: Недра, 1981.
26. Гамзатов С. М. Методика определения и прогнозирования осмотических явлений в скважинах//Бурение. – 1973. – № 10.
27. Головкин В. Н. Оборудование для приготовления и очистки промысловых жидкостей. – М.: Недра, 1978.
28. Гольдштейн М. Н. Механические свойства грунтов. – М.: Стройиздат, 1973.
29. Грунтоведение/Е. М. Сергеев, Г. А. Голодковская, Р. С. Зиангиров и др., изд. 4-е. – М.: МГУ, 1973.
30. Грязнов Г. С. Конструкции газовых скважин в районах многолетнемерзлых пород. – М.: Недра, 1978.
31. Давыдов С. С. Расчет и проектирование подземных конструкций. – М.: Госстройиздат, 1950.
32. Даныш Д. В. Расчет скорости сужения ствола скважины в пластичных породах/Д. В. Даныш, Е. Г. Леонов, Б. С. Филатов//Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 6.

33. Девдариани Ю. С. Теоретическое и экспериментальное исследование некоторых схем волновой гидравлической передачи энергии (диссертация). – Тбилиси, 1946.
34. Денисов Н. Л. О природе деформации глинистых пород. – М.: Изд-во Минречфлота, 1951.
35. Дерпгольц В. Ф. Вода во вселенной. – Л.: Недра, 1971.
36. Дерягин Б. В., Чураев Н. В. Изотерма расклинивающего давления пленок воды на поверхности кварца/Доклад АН СССР. Том 207. – 1972. – №3.
37. Джапаридзе Г. Н. Физико-химическая и энергетическая характеристика процесса образования поверхности конденсированных веществ. – Тбилиси, Мецнисреба, 1976.
38. Джонс П. Д. Механика нефтяного пласта. – М.: Гостопиздат, 1947.
39. Динник А. Н. Статьи по горному делу. – Углетехиздат, 1957.
40. Добрынин В. М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970.
41. Еремеев Ю. А. К расчету обсадных труб на смятие неравномерным давлением соляных пород/Ю. А. Еремеев, Е. Г. Леонов, Б. С. Филатов//Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – 1974. – № 3.
42. Еремеев Ю. А. О сопротивляемости обсадных труб неравномерному сминающему давлению соляных пород/Ю. А. Еремеев, Е. Г. Леонов, Б. С. Филатов//Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 1.
43. Ержанов Ж. С., Векслер Ю. А. Ползучесть и разрушение горных пород/Доклады на 3-ей Всесоюзной конференции по физическим свойствам горных пород при высоких термодинамических параметрах. – Киев: Наукова думка, 1971.
44. Ержанов Ж. С. О долговечности горных пород в условиях всестороннего сжатия/Ж. С. Ержанов, А. С. Сагинов, Ю. А. Векслер//Физико-технические проблемы разработки железных ископаемых. – 1972. – № 1.
45. Желтов Ю. П. Деформация горных пород. – М.: Недра, 1966.
46. Желтов Ю. П., Христианович С. А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта/Изв. АН СССР. Отделение технических наук. – 1955. – № 5.
47. Завацкий М. А. Бурение в обваливающих зонах//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1936. – № 5.
48. Завацкий М. А. Режим бурения нефтяных скважин. – Азнефтеиздат, 1945.
49. Здановский А. В. Галургия. – Л.: Химия, 1972.
50. Зонтаг Г., Штрэнге К. Коагуляция и устойчивость дисперсных систем. – Л.: Химия, 1973.
51. Зотов Г. А. и др. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. – М.: Недра, 1987.

52. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: АО ВНИИТнефть, 1997.
53. Карманский А. Т. К вопросу о физической природе снижения прочности горных пород при их увлажнении//Физические свойства горных пород при высоких давлениях и температурах. – Тбилиси: ВНИМИ, 1974.
54. Касперский Б. В. Влияние перепада давления и проницаемости пористой среды на скорость фильтрации утяжеленных промывочных жидкостей//Бурение. – 1970. – № 26.
55. Касперский Б. В. Исследование закупоривающей способности утяжеленных буровых растворов на щелевых моделях/Б. В. Касперский, Б. Д. Панов//Бурение. – 1971. – № 5.
56. Кацауров И. Н. Горное давление в вертикальных стволах. – М.: Госгортехиздат, 1961.
57. Кацауров И. Н. Горное давление, выпуск 2. Механика горных пород. – М.: МГИ, 1972.
58. Киреев А. М. Некоторые вопросы проводки глубоких разведочных скважин в зонах АВПД на Харасавейской площади: Сб. НТО «Горное». – Тюмень, 1979.
59. Киреев А. М. Изменение регламента на механическую скорость бурения в зонах АВПД: Сб. научн. тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1983.
60. Киреев А. М. Ликвидация поглощений промывочной жидкости путем закачки соляробентонитовой смеси: Сб. научн. тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1984.
61. Киреев А. М. Особенности вскрытия зон АВПД на Уренгойской площади: Сб. научн. тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1984.
62. Киреев А. М. Оценка устойчивости ствола скважины при бурении в сложных геологических условиях: Сб. НТО «Горное». – Тюмень, 1985.
63. Киреев А. М. Особенности управления проявлениями горного давления при вызове и интенсификации притоков в сложных горно-геологических условиях//Бюллетень БГА. – 2001. – № 1 (5).
64. Киреев А. М. Разработка и исследование технологий и технических средств управления горным давлением при строительстве скважин: Дис. канд. техн. наук; 25.00.15 – Защищена 13.12.2002; Утв. 14.02.2003; 088480 – М., 2003.
65. Киреев В. А. Курс физической химии, изд. 3-е. – М.: Химия, 1975.
66. Кистер Э. Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972.
67. Кругман И. Ю. Диэлектрическая проницаемость электролитов// Физическая химия. Том 54. – 1986. – № 8.
68. Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1956.

69. Котяхов Ф. И. Характеристика карбонатных коллекторов//Геология и нефтеносность территории Белоруссии и сложных районов. – Минск: Наука и техника, 1969.
70. Кравченко Б. И. Современные методические приемы и технические решения при заканчивании скважин в условиях деформации и колюматации фильтрационных путей/Б. И. Кравченко, А. М. Киреев//Бюллетень БГА. – Минск. – 2001. – № 1 (5).
71. Кравченко Б. И. Методические приемы и технические решения при заканчивании скважин в условиях деформации и колюматации фильтрационных путей/Б. И. Кравченко, А. М. Киреев, Н. Н. Светашов//Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Тез. докл. Всерос. науч.-техн. конф., г. Тюмень, 21-22 ноября 2001 г./ТюмГНГУ. – Тюмень, 2001.
72. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах/В. М. Кравцов, Ю. С. Кузнецов, М. Р. Мавлютов, Ф. А. Агзамов. – М.: Недра, 1987.
73. Круглицкий Н. Н. Основы физико-химической механики. – Часть 1. – Киев: Вища школа, 1975.
74. Крупенников Г. А. Методы изучения горного давления и его проявлений//Горное дело: Энциклопедический справочник. Том 5. – М., 1958.
75. Крупенников Г. А. О направлениях и постановке аналитических исследований в механике горных пород//Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1966. – № 2.
76. Крупенников Г. А. и др. Взаимодействие массивов горных пород с крепью вертикальных выработок. – М.: Недра, 1966.
77. Крупенников Г. А. Об основных причинах нарушений крепей стволов в Донбассе/Г. А. Крупенников, Г. А. Давыдович//Уголь Украины. – 1957. – № 3.
78. Крупенников Г. А. и др. Распределение напряжений в породных массивах. – М.: Недра, 1972.
79. Крылов В. И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1980.
80. Крытов Г. М. О несущей способности крепи подземных выработок кругового и сводчатого очертания/Научные труды Харьковского горного ин-та. – Харьков: Изд-во Харьковского Гос. ун-та, 1960.
81. Кульчицкий Л. И. Роль воды в формировании свойств глинистых пород. – М.: Недра, 1975.
82. Кульчицкий Л. И. Влияние аномальной вязкости поровых растворов в микрокапиллярах глин на процесс диффузионного переноса ионов/Л. И. Кульчицкий, Ю. Г. Ткаченко//Коллоидный журнал. – 1975. – № 5, XXXVII.

83. Кульчицкий Л. И., Усъяров О. Г. Физико-химические основы формирования свойств глинистых пород. – М.: Недра, 1981.
84. Лаптев Ф. Ф. Взаимодействие растворов силиката натрия с глинами//Борьба с отвалами при бурении нефтяных скважин. – ОНТИ НКТП СССР, 1937.
85. Лаптев Ф. Ф. Определение размокаемости глин/Ф. Ф. Лаптев, В. С. Шаров//Нефтяное хозяйство. – 1934. – № 11.
86. Леонидов В. И. Влияние давления и температуры на взаимодействие промысловых жидкостей с глинистыми породами/В. И. Леонидов, К. Ф. Жигач, Л. К. Мухин//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1962. – № 5.
87. Леонов Е. Г. О физико-химическом воздействии бурового раствора на напряженно-деформированное состояние горных пород в стенках скважин/Е. Г. Леонов, В. С. Войтенко//Геология и разведка. – 1977. – № 3.
88. Лехницкий С. Г. Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки круглого сечения//Изв. АН СССР, ОНТ. – 1938. – № 7.
89. Линевский А. А. Борьба с обвалами в бурящихся скважинах. – БТЭН ЦИМнефть, 1949.
90. Линевский А. А. Глинистые растворы в бурении. – Баку, 1940.
91. Лопатин В. А. Влияние гидравлического давления на устойчивость глинистых пород при бурении скважин/В. А. Лопатин, Л. К. Мухин, К. Ф. Жигач//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1964. – № 6.
92. Лопатин В. А. К вопросу устойчивости глинистых пород при бурении глубоких скважин с высокими забойными температурами/В. А. Лопатин, Л. К. Мухин, К. Ф. Жигач//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1964. – № 7.
93. Максимов А. П. О величине горного давления на крепь шахтного ствола и о толщине крепи//Шахтное строительство. – 1958. – № 7.
94. Малачиханов Т. Б., Матаев Г. А. Влияние скорости спуска обсадных колонн на целостность ствола скважины//Нефтяная и газовая промышленность Средней Азии: Сб. ст., выпуск 5. – Ашхабад: ТуркмениНТИ, 1967.
95. Мамедов А. А. К вопросу смятия обсадных колонн/А. А. Мамедов, Н. М. Алиев//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1984. – № 5.
96. Маньковский Г. И. Горная геомеханика и теория состояния горных пород//Вестн. АН СССР. – 1963. – № 5.
97. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – М.: Гостехиздат, 1953.
98. Матвеев Б. В., Карташов Ю. М., Беллад И. Г. Руководство по испытаниям горных пород на боковой распор. – Л.: Изд-во ВНИМИ, 1969.

99. Медведский Р. И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномёрзлых породах. – М.: Недра, 1987.
100. Методика глушения скважин при газонефтепроявлениях. – М., 1979.
101. Методика предупреждения осложнений при бурении скважин. – Саратов: Нижне-Волжский НИИ геол. и геофиз., 1982.
102. Минеев Б. П., Сидоров Н. А. Практическое руководство по испытанию скважин. – М.: Недра, 1981.
103. Михайлов Н. И. Выделение закольматированных пластов комплексом промыслово-геофизических методов/Н. И. Михайлов, Р. А. Резванов, А. И. Леонидова//Нефтегазовая геология и геофизика. – 1976. – № 7.
104. Мовсумов и др. О возможности реализации осмотических процессов при бурении скважин//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1972. – № 2.
105. Мотаев Г. А. О сопротивляемости обсадных колонн внешнему давлению в неустойчивых породах/Г. А. Мотаев, И. И. Падва, А. П. Уланкин, Т. Б. Малачиханов//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1984. – № 8.
106. Мухин Л. К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложнённых условиях и вскрытия продуктивных стволов: Автореф. докт. дис. – М., 1971.
107. Мухин Л. К. Влияние буровых растворов на пластическое течение искусственных образцов солей NaCl и KCl/Л. К. Мухин, В. М. Соловьев//Бурение. – 1971. – № 5.
108. Мухин Л. К. Приготовление искусственных кернов горных пород/Л. К. Мухин, В. М. Соловьев//Бурение. – 1970. – Выпуск 1.
109. Мухин Л. К. Физико-химическая модель пристволенной зоны скважины, пробуренной в неустойчивых отложениях/Л. К. Мухин, В. М. Соловьев, В. Н. Глабунченко//Бурение. – 1980. – № 6.
110. Мыслюк М. А. О выборе величины депрессии при испытании трещинных коллекторов в процессе бурения/М. А. Мыслюк, В. Г. Ясов, Р. С. Яремичук//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1983. – № 7.
111. Нарушения обсадных колонн в соленосных отложениях/Г. А. Стрелец, Б. С. Филатов, В. З. Лубан, Ю. А. Еремеев//Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 2.
112. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1964.
113. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1970.
114. Орлов Л. И. и др. Влияние промысловой жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. – М.: Недра. – 1975.
115. Панасюк В. В. О важнейших задачах исследований по физико-химической механике конструктивных материалов//ФХММ. Том 10. – 1974. – № 4.
116. Партон В. З., Черепанов Г. П. Механика разрушения//Механика в СССР за 50 лет. Том 3. – М.: Наука, 1972.

117. Покровский Г. Н. Исследование устойчивости буровых скважин в лабораторных моделях/Г. Н. Покровский, И. В. Федоров//Изв-я АН СССР, ОТН. – 1939. – № 2.
118. Покровский Н. М. О толщине крепи стволов вертикальных шахт// Уголь. – 1947. – № 5.
119. Проскуряков К. М. и др. Физико-механические свойства соляных пород. – Л.: Недра, 1973.
120. Протодяконов М. М. Давление горных пород на рудничное крепление. Гл. 1. Давление горных пород. – Гонти, 1931.
121. Протодяконов М. М. Давление горных пород на рудничную крепь. – Екатеринбург, 1907.
122. Проявкин Е. Т. Давление горных пород и крепь стволов. – Углетехиздат, 1958.
123. Развитие исследований адсорбционного понижения прочности твердых тел в работах П. А. Ребиндера и его школы/Е. Д. Шукин, Ю. В. Горюнов, Н. В. Перцов, Л. С. Брюханова//ФХММ. Том 14. – 1978. – № 4.
124. Райтбурд Ц. М. Современные представления о системе «глинистые минералы – катионы – связанная вода»/Ц. М. Райтбурд, М. В. Слонимская//Связанная вода в дисперсных системах, выпуск 1. – М.: МГУ, 1970.
125. Расизаде Я. М., Курбанов С. Г. Гидравлический разрыв пласта и вопросы осложнений при бурении скважин. – Азнефтеиздат, 1960.
126. Ребиндер П. А. Поверхностно-активные вещества, их значение и применение в нефтяной промышленности//Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности. – М.: Ростоптехиздат, 1961.
127. Ребиндер П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах//Коллоидная химия. Том 1. – М.: Наука, 1978.
128. Ребиндер П. А. Физико-химическая механика. – М.: Знание. Сер. IV. – 1958. – №№ 39, 40.
129. Ребиндер П. А. Физико-химическая механика//Коллоидная химия. Том 2. – М.: Наука, 1979.
130. Ребиндер П. А. Физико-химия флотационных процессов. – М., Свердловск: ГОСИНТИ, 1963.
131. Ребиндер П. А. и др. Понижители твердости в бурении. – М., Л.: Изд-во АН СССР, 1944.
132. Ребиндер П. А., Шукин Е. Д. Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформации и разрушения: (Успехи физических наук). Том 108. Выпуски 1-4. – М., 1972.
133. Руппенейт К. В. и др. Расчет крепи шахтных стволов. – М.: Изд-во АН СССР, 1962.
134. Сеид-Рза М. К. и др. Устойчивость стенок скважин. – М.: Недра, 1981.
135. Семенов Ю. В., Войтенко В. С. и др. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне. – М.: Недра, 1983.
136. Сидоровский В. А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. – М.: Недра, 1978.
137. Симоненков Н. Д. Влияние диаметра бурения и фактора времени на процесс кавернообразования/Н. Д. Симоненков, А. И. Тованец, Г. И. Журавлев и др.//Вопросы геологии и бурения нефтяных и газовых скважин: Сб. ст., выпуск 2. – Элиста, 1972.
138. Симонянц Л. Е. Исследование статической прочности приствольной части необсаженной скважины/Л. Е. Симонянц, С. А. Кеворков, Н. И. Фесенко//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 1970. – № 9.
139. Смехов Е. М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинные коллекторы. – Л.: Гостоптехиздат, 1961.
140. Сорочан Е. А. Строительство сооружений на набухающих грунтах. – М.: Стройиздат, 1974.
141. Спивак А. И., Попов А. Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1979.
142. Справочник физических констант горных пород. – М.: Недра, 1969.
143. Стасюк М. Е. Выбор оптимального режима эксплуатации скважин в сложнопостроенных коллекторах/М. Е. Стасюк, В. А. Коротенко//Нефть и газ: Изв. высш. учеб. заведений. – 2001. – № 6.
144. Степанянц А. К. Вскрытие продуктивных пластов. – М.: Недра, 1968.
145. Стрелец Г. А. Нарушение обсадных колонн в соленосных отложениях/Г. А. Стрелец, Б. С. Филатов, В. З. Зубин, Ю. А. Еремеев//Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 2.
146. Терентьев В. Д. Деформация обсадных колонн в толще каменной соли. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980.
147. Тимофеев Н. С. Перспективы технологии бурения глубоких разведочных скважин опережающим стволом/Н. С. Тимофеев, М. И. Ворожбитов, Д. М. Губерман//Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 8.
148. Тимофеев Н. С. и др. Усталостная прочность стенок скважин. – М.: Недра, 1972.
149. Томир Дж. Неустойчивое поведение глинистых пород в стволе скважины и его регулирование путем соответствующих параметров глинистого раствора/IV Международный конгресс. Том 2. – ГТИ, 1956.
150. Триацкий В. М. Определение скорости сужения стенок скважин, сложенных сжимаемыми вязкопластичными породами/В. М. Триацкий, Е. Г. Леонов//Горный журнал. – 1980. – № 5.
151. Трофимук А. А. К вопросу об оценке емкости трещиноватых нефтяных коллекторов//Нефтяное хозяйство. – 1955. – № 7.

152. Федорцов В.К. Прогнозирование давления гидравлического разрыва пород при сооружении глубоких скважин в Западной Сибири/В.К. Федорцов, А.П. Клевцур, В.Н. Нестеров, В.Т. Питкевич и др.//Совершенствование геологопромысловых исследований при испытании промысловых пластов: Сб. науч. тр. ЗапСибНИГНИ, выпуск 127. – Тюмень, 1978.
153. Фергль У.Х. Аномальные пластовые давления. – М.: Недра, 1980.
154. Христианович С.А. Исследование механизма гидравлического разрыва пласта//Труды ИГРГИ. Том 2. – М.: Изд-во АН СССР, 1960.
155. Цимбаревич П.М. О величинах горного давления в вертикальной выработке//Горный журнал. – 1933. – № 9.
156. Цитович Н.А. Механика грунтов. – М.: Высшая школа, 1979.
157. Чаповский Е.Г. Лабораторные работы по грунтоведению и механике грунтов. – М.: Недра, 1975.
158. Шамсиев А.А. Обвалы пород при бурении нефтяных и газовых скважин. – Баку: Азнефтеиздат, 1955.
159. Шантарин В.Д., Войтенко В.С. Физико-химия дисперсных систем. – М.: Недра, 1990.
160. Шацов Н.И. и др. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1961.
161. Шевцов В.Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах. – М.: Недра, 1984.
162. Шевяков Л.Д. Заметки о теории горного искусства//Горный журнал. – 1931. – № 7.
163. Шевяков Л.Д. Изб. труды. Тома 1-2. – М., 1968.
164. Шейтеггер А.Э. Физика течения жидкости через пористые среды. – М.: Гостоптехиздат, 1960.
165. Шерстнев Н.М. К вопросу изучения причин обвалов//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1956. – № 6.
166. Шищенко Р.И., Швейцер З.П.//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1936. – № 4.
167. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львов: Вища школа/Изд-во при Львовском Ун-те, 1982.
168. Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. – М.: Недра, 1982.
169. Ясашин А.М. Вскрытие, опробование и испытание пластов. – М.: Недра, 1979.
170. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Об установившейся фильтрации несжимаемой вязкой жидкости в деформируемом трещиноватом пласте. – Львов: НТС. Высш. школа, 1980. – № 7.

171. А.с. 1030540 СССР, МКИ Е 21 В 43/28, 1980. Способ подземного выщелачивания подземных ископаемых/А.И. Бажал, В.А. Мамиллов и др. (СССР).
172. А.с. 1240112 СССР, МКИ Е 21 В 43/25, 43/28, 1983. Способ повышения проницаемости горных пород/В.В. Ржевский, Л.И. Кантович и др. (СССР).
173. А.с. 1701896 СССР, МКИ Е 21 В 43/28, 43/25, 1989. Способ повышения проницаемости горных пород на месте залегания и устройство для его осуществления/А.И. Бажал, А.И. Зюгин и др. (СССР).
174. А.с. 1221307 СССР, МКИ Е 21 В 7/00. Способ ликвидации нефтегазопроявлений в скважине/О.Ю. Бергштейн, М.А. Великосельский, А.М. Киреев и др. (СССР). – № 3775662/22-03: Заявлено 27.07.1984; Оpubл. 30.03.1986. Бюл. № 12.
175. А.с. 1680943 СССР, МКИ Е 21 В 21/08. Способ бурения скважин/В.С. Войтенко, О.Б. Качалов, А.М. Киреев и др. (СССР). – № 4703404/03: Заявлено 09.06.1989; Оpubл. 30.09.1991. Бюл. № 36.
176. Патент 2815, Республика Беларусь, МКИ Е 21 В 43/28, 43/25. Способ повышения проницаемости пластов и устройство для его осуществления/В.В. Войтенко, В.С. Войтенко и др. (Республика Беларусь). – № 961101: Заявлено 03.12.1996; Оpubл. 30.06.1999.
177. Патент 2060353 РФ, МПК Е 21 В 21/00. Способ кольматации стенок скважин/О.В. Воинов, А.М. Киреев, Л.Н. Тетеревятников (Россия). – № 93003239/03: Заявлено 18.01.1993; Оpubл. 20.05.1996. Бюл. № 14.
178. Патент 2065024 РФ, МПК Е 21 В 21/00. Способ бурения с кольматацией/О.В. Воинов, А.М. Киреев, Л.Н. Тетеревятников (Россия). – № 930087882/03: Заявлено 16.02.1993; Оpubл. 08.10.1996. Бюл. № 37.
179. Hofer K. The results of reological studies potach mines International Cong. on Strata Control, 4-th, N.-Y., 4-8V, 1964.
180. Hofer K. Untersuchungen über Verformungen um Hohlräume im viscoelastisch-plastischen Medien. Bergakademie, 1964, №3, BA-16.
181. Kutilek M. A New Method for Soil Specific Surface Determination. Ustav vedecotechiekyn Informaci MZLVH rochik (XXXV) Rostlinna Vyroba, 1962, № 6.
182. Mohr F. Gebirgsdruck und Aurbau. "Glukanf", 1952, Babb, Nr 27/2b.
183. Parker J. How Moisture Affects Mine Openings. Engineering and Mining Journal, 1966, v. 167, № 11.
184. Przibram K. Über die Rekristallisation des Stein-Saalzes. Zeitschrift für Physik, 1931, v. 67.
185. Salustowicz A. Neue Anschauung über den Spannung und Fermänderungszustand im Gebirge in der Nachbarschaft bergmünischer Hohlräume. Internationale Gebirgsdrucktagung 1958, Leipzig, Vorträge, S.5, bis 11. Dt. Akad. Wiss. Berlin-Sebt Bergbau-Berlin Akad. verl. 1958.

186. Voitenko V.S./Applied geomechanics in drilling. – Oxford IBH Publishing Co. PVT Ltd. New delhi, Bombay. Calcutta, 1995.
187. Патент 2139408 РФ, МПК Е 21 В 33/12. Механический пакер/В. В. Кислицин, С. Г. Малицкий, Н. Н. Светашов, А. М. Киреев (Россия). – № 98110092/03: Заявлено 25.05.1998; Оpubл. 10.10.1999. Бюл. № 28.
188. Патент 2148700 РФ, МПК Е 21 В 33/12. Механический пакер/В. Д. Холодюк (Украина), А. М. Киреев, В. В. Кислицин, Н. Н. Светашов (Россия). – № 98113542/03: Заявлено 07.07.1998; Оpubл. 10.05.2000. Бюл. № 13.
189. Патент 2128279 РФ, МПК Е 21 В 33/12. Надувной гидравлический пакер/В. В. Кислицин, Н. Н. Светашов, В. П. Сыропятов, А. М. Киреев (Россия). – № 97110144/03: Заявлено 16.06.1997; Оpubл. 27.03.1999. Бюл. № 9.
190. Патент 2175048 РФ, МПК Е 21 В 23/00. Противополетное устройство/А. М. Киреев, Н. Н. Светашов, А. К. Бондаренко, С. Г. Малицкий (Россия). – № 2000101223/03: Заявлено 12.01.2000; Оpubл. 20.10.2001. Бюл. № 29.
191. Патент 2187698 РФ, МПК F 04 В 41/00, 41/06. Передвижная азотно-компрессорная станция/Ю. Г. Антониади, А. М. Киреев, Н. Н. Светашов (Россия). – № 2001109583/06: Заявлено 09.04.2001; Оpubл. 20.08.2002. Бюл. № 23.

СОДЕРЖАНИЕ

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ 3

ГЛАВА 7

Улучшение буримости горных пород регулированием

дифференциального давления	4
7.1 Общие сведения	4
7.2 Механизм разрушения горных пород на забое	10
7.3 Лабораторные установки для исследования разрушения горных пород с моделированием забойных условий	18
7.4 Механизм действия дифференциального давления в зоне разрушения горной породы	26
7.5 Влияние технологических параметров бурового раствора на интенсивность разрушения горных пород	48
7.6 Роль дифференциального давления в повышении эффективности работы долота	66
7.7 Промысловые наблюдения	72

ГЛАВА 8

Вскрытие зон аномальных пластовых давлений 85

8.1 Общие сведения	85
8.2 Прогнозирование и количественная оценка аномальных давлений	92
8.3 Выбор конструкций скважин. Особенности монтажа оборудования	107
8.3.1 Система циркуляции бурового раствора	112
8.3.2 Система плавного регулирования технологических параметров при бурении	114
8.3.3 Комплекс контрольно-измерительных приборов	115
8.4 Технология бурения интервалов с АВПД	117
8.5 Предотвращение поглощений при бурении на месторождениях с АВПД	120

8.5.1 Распределение интервалов поглощения по разрезу и прогнозирование давления поглощения	122
8.5.2 Определение размеров каналов поглощения	126
8.5.3 Технология предотвращения поглощений	127
8.5.4 Методика ликвидации поглощения специальной тампонирующей смесью	132
8.6 Предотвращение нефтегазопроявлений	134

ГЛАВА 9

Предупреждение нарушений обсадных колонн горным давлением

9.1 Общие сведения	141
9.2 Выделение опасных интервалов	142
9.3 Проверка сопротивляемости обсадных труб снятию горным давлением	145
9.4 Разработки УкрНИГРИ по обеспечению целостности обсадных колонн в интервалах пластически деформирующихся пород	154
9.5 Уточненная методика расчета обсадных труб на снятие горным давлением	156
9.6 Учет напряжений изгиба	167

ГЛАВА 10

Управление проявлениями горного давления в системе «скважина – нефтегазовый пласт»

10.1 Комплексная технология получения достоверной информации о нефтегазоносности перспективных горизонтов	175
10.2 Коллекторские свойства пород в напряженно-деформируемом горном массиве	187
10.3 Состояние околоскважинной зоны продуктивных горизонтов перед испытанием	194
10.4 Лабораторная установка по исследованию напряженного состояния горных пород и анизотропных коллекторов	198
10.5 Методика выполнения экспериментов	202
10.6 Циклические воздействия на напряженно- деформируемую зону пласта	211

10.6.1 Предупреждение нарушений ствола скважины при глубоких депрессионных воздействиях в интервалах с неустойчивыми породами	211
10.6.2 Механизм изменения забойных давлений в режиме «набор — сброс» при испытании анизотропных коллекторов	218
10.7 Некоторые методические приемы и технические решения	223
10.8 Управление гидропроводностью призабойной зоны	237
10.9 Методические аспекты выбора и перевода скважин на технологию вызова и интенсификации притока методом регулируемых депрессионных воздействий	246
10.10 Перспективы управления проницаемостью нефтяных и газовых пластов с помощью энергии направленных силовых волн	254

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....