

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_      \_\_\_\_\_  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ »      \_\_\_\_\_ 2016 г

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль 21.03.01.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Аналитические исследования технологий строительства скважин с  
аномально высоким пластовым давлением

Руководитель

\_\_\_\_\_   
подпись, дата

доцент, канд.техн.наук

должность, ученая степень

А.Л. Неверов

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_   
подпись, дата

Е.А. Визул

инициалы, фамилия

Красноярск 2016

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_      \_\_\_\_\_  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ »      \_\_\_\_\_ 2016 г

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

Студенту

Визул Евгению Августовичу

фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-01

Направление

21.03.01.01

номер

код

Бурение нефтяных и газовых скважин

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Аналитические исследования технологии строительства скважин с аномально высоким пластовым давлением.

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР А.Л. Неверов, доцент, к.т.н., кафедра «БНиГС» ИНиГ СФУ.

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Перечень разделов ВКР: Общие сведения о давлениях и проницаемости, природа аномально высоких пластовых давлений, методы прогноза аномально высоких пластовых давлений, особенности осложнений при проведении буровых работ на больших глубинах и в условиях АВПД, анализ технико-технологических решений обеспечивающих вскрытие пластов в условиях аномально высоких пластовых давлений на минимально допустимой репрессии, требования к монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования в условиях АВПД.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

А.Л. Неверов  
инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

Е.А. Визул  
инициалы и фамилия студента

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016г



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Аналитические исследования технологии строительства скважин с аномально высокими пластовыми давлениями» содержит 58 страниц текстового документа, 4 рисунка, 1 таблицу, 30 использованных источников.

Целью данной работы является анализ технологии строительства скважин с аномально высокими пластовыми давлениями, проблем с ними связанных, а так же технических и технологических решений их устранения.

В работе представлены основные сведения о давлениях, природа аномально высоких пластовых давлений, а так же методы их обнаружения. Обозначены проблемы, возникающие при бурении и вскрытии продуктивных горизонтов с АВПД. Проведен анализ технико-технологических решений обеспечивающих вскрытие пластов в условиях АВПД на минимальной репрессии.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Общие сведения о давлениях и проницаемости .....	8
1.1 Давление флюида в пластах.....	8
1.2 Давление в горных породах .....	9
1.3 Давление промывочной жидкости .....	10
1.4 Проницаемость .....	11
2 Природа (генезис) АВПД .....	12
2.1 Выжимание (миграция) флюидов в коллектор под весом пород (уплотнение) .....	13
2.2 Образование АВПД при генерации углеводородов .....	17
2.3 Вертикально-миграционные механизмы .....	18
2.4 Тектоническое (неотектоническое) сжатие.....	22
2.5 Влияние теплового фактора.....	23
3 Методы прогноза АВПД.....	24
3.1 Методы прогноза пластовых давлений до начала бурения.....	24
3.1.1 Прогноз и оценка АВПД по данным сейсморазведки .....	25
3.1.2 Прогноз по аналогии.....	28
3.2 Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин с остановкой углубления ствола скважины .....	28
3.2.1 Параметры определения по данным ГИС .....	28
3.2.2 Определение АВПД по керну .....	29
3.2.3 Алгоритм определения АВПД, образованных при акватермальном эффekte.....	30

3.3 Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин без остановки углубления скважины.....	31
3.3.1 Механическая скорость бурения.....	33
3.3.2 Нормализованная скорость бурения.....	33
3.3.3 Плотность глинистого шлама.....	34
3.3.4. Количество и форма глинистого шлама.....	34
3.3.5 Вращающий момент на роторе и вес на крюке.....	34
3.3.6 Температура бурового раствора.....	35
3.3.7 Газирование бурового раствора.....	35
4 Особенности осложнений при проведении буровых работ на больших глубинах и в условиях АВПД.....	36
5 Анализ технико-технологических решений обеспечивающих вскрытие пластов в условиях АВПД на минимально допустимой репрессии.....	41
5.1 Анализ проблемы вскрытия продуктивных пластов в условиях АВПД.....	41
5.2 Анализ технико-технологических решений вскрытия пластов на минимально допустимой репрессии.....	45
6 Безопасность.....	50
6.1 Требования к монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования (ПВО) в условиях АВПД.....	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	54

## ВВЕДЕНИЕ

Первое обнаружение аномально высоких пластовых давлений при бурении нефтяных и газовых скважин произошло 14 октября 1875 года на Апшеронском полуострове, в Балаханах близ Баку. Бурением скважины занималась группа инженеров полковника А.А. Бурмейстера. Более 100 лет прошло с того момента. И с тех пор АВПД были обнаружены при бурении в различных геологических условиях. За все время был накоплен обширный материал, только в одной России были обнаружены более 5000 скважин с АВПД.

Большие глубины обладают значительными резервами для поисков залежей углеводородов, однако, освоение недр в условиях таких глубин сталкивается с серьезными техническими проблемами и, в первую очередь, с аномально высокими пластовыми давлениями. В настоящее время аномально высокие пластовые давления встречены практически во всех типах нефтегазоносных бассейнов и на различных глубинах. И чем больше поисковых работ происходит на больших глубинах, тем очевиднее вывод: дальнейший прирост запасов углеводородов немыслим без умения осваивать залежи в зонах аномально высоких пластовых давлений.

Детальное изучение АВПД – сложная геологическая и техническая проблема, в основу решения которой должны быть положены все достижения современной науки и техники. От её решения зависит самое главное направление научно-технического прогресса в нефтяной геологии – повышение эффективности бурения и освоения залежей.

Зная механизм образования АВПД можно ответить на такие важные вопросы геологии, как формирование залежей углеводородов, их первичная и вторичная миграции, а так же узнать характеристики коллекторских свойств пород и др. В ряде случаев АВПД могут служить прямым поисковым признаком залежей углеводородов.

Все достижения науки в решении проблемы АВПД позволили выявить новые и важные особенности изменения физических характеристик залежей



нефти и газа при освоении. Это главным образом касается двух аспектов системы функционирования природного состояния залежей и антропогенного воздействия на них:

- Существование определенного предела снижения пластового давления в продуктивном пласте, при котором происходит переход напряженного состояния породы из области упругих деформаций в область необратимых.
- Влияние генезиса аномально высоких пластовых давлений на технологию освоения залежей углеводородов в зонах АВПД.

Выявление этих новых особенностей "поведения коллектора" качественно изменило представления об освоении залежей углеводородов в зонах АВПД и потребовало впервые в практике создания такого инструмента, который учитывал бы технологические аспекты физической "реакции" коллекторов при воздействии на пласт в процессе освоения скоплений углеводородов.

Разработанные новые приемы и способы существенно меняют многие представления и подходы к освоению залежей нефти и газа с аномально высокими пластовыми давлениями и касаются практически всех аспектов освоения залежей углеводородов - от поиска до разработки.

Главной задачей для улучшения технико-экономических показателей буровых работ является предупреждение аварий и осложнений, а так же сокращение сроков их ликвидации.

Вместе с тем, при разведке и разбуривании нефтяных и газовых залежей, расположенных в новых районах часто приходится сталкиваться с существенными трудностями, обусловленными главным образом возможностью возникновения осложнений, вероятность которых в этих условиях возрастают. Особую опасность из всех видов осложнений при бурении скважин представляют нефтегазопроявления.

Основную роль в процессах развития проявлений играют технические, технологические и организационные факторы. Воздействуя на них, можно или

недопустить возникновения проявлений или в противном случае, ограничить их той формой, при которой они могут быть ликвидированы в данных условиях с наименьшими трудностями.

Возникновение выброса в результате определенного периода развития логически отвергает элемент внезапности в его появлении. Та кажущаяся внезапность выбросов, которая часто отмечается на практике, обусловлена несовершенством контроля за состоянием скважины, и особенно, его циркуляционной системой при применяемых методических средствах борьбы с проявлениями, а так же слабой подготовкой бурового персонала.

В отечественной буровой практике, как правило, применяется по существу только один метод предупреждения нефтегазопроявлений и борьба с ними – утяжеление бурового раствора. Причем, часто для предотвращения выбросов, особенно при бурении разведочных скважин, ожидаемые пластовые давления завышаются, что ведет к неоправданному увеличению плотности бурового раствора и, как следствие созданию слишком большой разности между давлением в скважине и пластовыми или поровыми давлениями в проходимых породах. Однако, при утяжелении бурового раствора предотвратить возможные выбросы не удастся, так как возникающие при этом неконтролируемые перепады давлений между скважиной и пластами, в особенности гидроудары вязкого тяжелого раствора вызывают гидроразрывы слабых пластов, прихваты колонн труб, а так же выбросы.

Поэтому бурить необходимо с промывкой жидкостью, минимально допустимой по условиям проводки скважин.

Бурение на сбалансированном дифференциальном давлении приходит на смену бурению с заведомо большими превышениями забойного давления над пластовым. Такое бурение характеризуется применением легких и минимально утяжеленных промывочных жидкостей, гидростатическое давление которых равно или близко к давлению флюидов в разбуриваемых пластах.

Таким образом, единственный путь успешного развития бурового процесса - надлежащий контроль, который должен иметь место при проводке скважин,

особенно в зонах нефтегазопрооявлений. Угроза выброса должна быть обнаружена на самых ранних стадиях его развития, так как борьба с ним в этот период наиболее эффективна, а затраты минимальны.

## 1 Общие сведения о давлениях и проницаемости

### 1.1 Давление флюида в пластах

Пластовое давление – давление флюида в поровом пространстве горной породы, находящегося в условиях естественного залегания. Так же пластовое давление жидкости или газа в порах непроницаемых пластов называют поровым давлением.

Гидростатическое давление – давление в данной точке пласта, которое создаётся весом столба пластовых флюидов, насыщающих вышележащие отложения по вертикали, от поверхности до глубины точки исследования.

$$P_{\text{гидр}} = g \bar{\delta}_{\text{п.в.}} H \quad (1.1.1)$$

Где  $P_{\text{гидр}}$  – гидростатическое давление;  $g$  – ускорение свободного падения;  $\bar{\delta}_{\text{п.в.}}$  – средняя плотность пластовой воды, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – высота столба пластовых вод.

Условное гидростатическое давление – давление, которое создается на исследуемую точку весом столба пресной воды, насыщающей вышележащие отложения по вертикали, от поверхности до глубины данной точки.

Нормальное гидростатическое давление – давление в исследуемой точке пласта, создаваемое весом столба минерализованной воды (плотность 1000 – 1100 кг/м<sup>3</sup>), насыщающей вышележащие отложения по вертикали, от поверхности до глубины точки исследования.

Нормальное пластовое давление – давление флюида в поровом пространстве горной породы, численно равное величине нормального гидростатического давления.

Повышенное пластовое давление – давление флюида в поровом пространстве горной породы, превышающее условное гидростатическое давление не более чем на 30% .

$$1.3 \geq P_{\text{пл}}/P_{\text{у.гидр}} > 1 \quad (1.1.2)$$

Аномально высокое пластовое давление – давление флюида в поровом пространстве горной породы, превышающее условное гидростатическое давление не менее чем на 30%.

$$P_{\text{пл}}/P_{\text{у.гидр}} > 1.3 \quad (1.1.3)$$

Коэффициент аномальности – определяется, как отношение пластового (порового) давления к условному гидростатическому, для глубины залегания исследуемого пласта.

$$K_a = P_{\text{пл}}/P_{\text{у.гидр}} \quad (1.1.4)$$

Градиент пластового давления – отношение пластового давления к глубине залегания исследуемого пласта.

$$\Gamma = P_{\text{пл}}/H \quad (1.1.5)$$

## 1.2 Давление в горных породах

Геостатическое давление – давление, которое оказывают на пласт вышележащие горные породы.

$$P_{\text{геост.}} = g \sum_{i=1}^{i=n} \delta_i h_i \quad (1.2.1)$$

Где  $\delta_i$  – плотность горной породы  $i$ -го пласта;  $h_i$  – мощность  $i$ -го пласта;

$i$  – порядковый номер пласта;  $n$  – количество пластов.

Эффективное напряжение – давление между зернами породы (напряжение скелета породы).

$$\sigma_{\text{эф}} = P_{\text{геост}} - P_{\text{пл}} \quad (1.2.2)$$

Давление гидроразрыва – создаваемое жидкостью давление на пласт, при котором образуются трещины, фиксируемые резким увеличением приемистости пласта. По Б.Итону:

$$P_{\text{г.р.}} = P_{\text{пл}} + \frac{\gamma}{1-\gamma} \sigma_{\text{эф}} \quad (1.2.3)$$

Где  $\gamma$  – коэффициент Пуассона.

Градиент гидроразрыва – отношение давления гидроразрыва к глубине залегания исследуемого пласта.

$$\Gamma = P_{\text{г.р.}}/H \quad (1.2.4)$$

### 1.3 Давление промывочной жидкости

Давление в скважине - это давление, которое создается промывочной жидкостью в процессе бурения скважин на пласты горной породы без циркуляции.

$$P_{\text{СКВ}} = g\delta_{\text{ПЖ}}H \quad (1.3.1)$$

Где  $P_{\text{СКВ}}$  - давление в скважине;  $\delta_{\text{ПЖ}}$  - плотность промывочной жидкости;  $H$  - высота столба промывочной жидкости от устья.

Забойное давление – давление, создаваемое промывочной жидкостью

на пласты горной породы находящейся в призабойной зоне.

$$P_{\text{заб}} = g\delta_{\text{пж}}H_{\text{заб}} \quad (1.3.2)$$

Дифференциальное давление – разность между давлением в скважине и пластовым давлением.

$$\Delta P = P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}} \quad (1.3.3)$$

Если дифференциальное давление положительное, то в системе «скважина-пласт» существует репрессия на пласт, если отрицательное, то депрессия.

#### **1.4 Проницаемость**

Проницаемость – способность горной породы фильтровать через себя флюиды. Проницаемость измеряется объемным расходом невзаимодействующего с породой флюида определенной вязкости, протекающего через заданное поперечное сечение горной породы, перпендикулярное заданному градиенту давления.

Проницаемость абсолютная – проницаемость образца керна, насыщенного одним флюидом, инертным по отношению к породе. Полностью зависит от свойств породы. Например проницаемость по азоту или по воздуху.

Проницаемость фазовая – проницаемость одного флюида, при условии, что кроме данного флюида в поровом пространстве присутствуют еще флюиды не смешивающиеся друг с другом.

Проницаемость фазовая относительная – отношение фазовой проницаемости определенного флюида к абсолютной проницаемости горной породы.

## 2 Природа (генезис) АВПД

Природа аномально высоких пластовых давлений, механизм его образования - один из вопросов нефтяной геологии, по которому в настоящее время имеется большое количество различных гипотез.

В отечественных и зарубежных публикациях по АВПД имеется немало работ, в которых излагаются все известные гипотезы его образования. Многие авторы в более или менее ясной форме признают полигенность АВПД, т.е. возможность его генерации разными путями в зависимости от конкретных геологических условий района.

В пользу полигенности АВПД говорят многие факторы и, в первую очередь, многочисленность, разноплановость и достаточная обоснованность большинства гипотез его образования, находящихся в тесной зависимости от региона и от геологических условий, в которых оно возникло. Основные причины образования АВПД: уплотнение глинистых пород и связанное с ним выделение флюидов, катагенетическое преобразование пород и органического вещества, явления осмоса, вторжение высоконапорных флюидов из глубоких недр, процессы тектогенеза, геотермического расширения и другие отражают многообразие геологических условий земной коры, различие конкретных геологических условий тех или иных регионов. Там, где в разрезе развита достаточно мощная и быстро отложившаяся толща глинистых пород доминирующими механизмами могут быть “литогенетические”, в тектонически-активных, дислоцированных - “вертикально-миграционные” и т.д.

Полигенную природу АВПД подтверждает тот факт, что многие исследователи, долгое время изучавшие АВПД в геологической обстановке конкретного региона (Мелик-Пашаев В.С., Дурмишьян А.Г и другие), объясняя его природу, были вынуждены приводить несколько различных механизмов.

Есть надежные методы определения роли каждого из указанных механизмов в формировании АВПД. В тех случаях, когда аномально высокое пластовое давление является результатом литогенетического уплотнения,



наблюдаются характерные проявления высоковлажных глин в буровых скважинах: прихват или выдавливание инструмента, сужение ствола и др. Когда образование АВПД связано с проникновением снизу в глинистую толщу флюидов, проявляются характерные признаки разуплотнения уже уплотнившихся глин, насыщения их углеводородными газами.

Разноплановость и многогранность основных механизмов генерации АВПД, которые предлагают разные авторы, объясняются следующими причинами: 1) наличием двух учений о происхождении нефти; 2) полигенностью природы АВПД, т.е. существованием различных геологических, физических, механических, геохимических механизмов его образования, проявляющихся в тех или иных конкретных геолого-гидрогеологических условиях; 3) существенным увеличением в последние годы глубин бурения, что привело к резкому нарастанию потока данных об АВПД в различных геологических условиях; 4) отсутствием экспериментальных исследований АВПД, отставанием теоретических разработок от практических задач бурения в условиях его проявления; 5) неправильным подходом к изучению механизма генерации АВПД, в соответствии с которым его причину часто ищут в пределах локальной структуры, на которой его зафиксировали. Такой подход не дает возможности проследить генетическую взаимосвязь между энергетическими ресурсами всех пластовых флюидов, независимо от того, под каким давлением они находятся в недрах.

Тем не менее, несмотря на все многообразие механизмов образования АВПД, лишь немногие из них, могут рассматриваться в качестве более или менее универсальных, генерирующих АВПД в региональном масштабе. Эти же гипотезы имеют и наибольшее число сторонников.

## **2.1 Выжимание (миграция) флюидов в коллектор под весом пород (уплотнение)**

Самой распространенной моделью образования АВПД является миграция

флюидов в коллектор под весом пород. За время своего существования она почти не изменилась, хотя некоторые из ее компонентов и перестали учитываться. Если при возникновении уплотнительный механизм предусматривал наличие мощной глинистой толщи, ее однообразный литологический состав, отсутствие вторичных изменений, то со временем уже само присутствие в разрезе любых глинистых пород стало давать исследователям основание привлекать этот механизм для объяснения причин образования АВПД.

Механизм возникновения АВПД по общеизвестной уплотнительной гипотезе у различных авторов мало чем отличается. Сущность его заключается в следующем.

В процессе осадконакопления, когда одни глинистые слои перекрываются другими, при большой мощности осадконакопления отток воды из глин резко замедляется, поровая вода, задерживаясь в глинистых породах, сохраняет их высокую пористость (до 50%) и влажность даже на очень больших глубинах. С увеличением мощности осадка пористость и влажность уменьшаются до тех пор, пока влагоемкость и проницаемость вышележащей толщи остаются достаточно высокими, способными обеспечить отток отжимающейся из уплотняющегося осадка воды. Эмиграция поровой воды из глин затрудняется тем, что вода в порах может быть неньютоновской жидкостью, не подчиняющейся закону Дарси. Добавляющиеся сверху осадки приводят к уменьшению пористости, ухудшению возможности оттока для отжимающейся жидкости; она задерживается в порах и воспринимает на себя часть геостатической нагрузки, замедляя процесс уплотнения. Возникает высокое поровое давление.

Рассматривая механизм возникновения АВПД в глинистом разрезе в районе побережья Мексиканского залива, К. Магара (1982) установил, что при постоянной скорости осадконакопления минимальная проницаемость, необходимая для сохранения состояния равновесного уплотнения, увеличивается с увеличением общей мощности осадочных отложений. При этом, если фактическая проницаемость в пластовых условиях превышает минимальную или

равна ей, то достаточное количество флюидов может быть отжато вверх, и установятся условия гидростатического давления. В этом случае АВПД никогда и ни на какой глубине возникнуть не могут. Если же фактическая проницаемость меньше минимальной, то некоторая часть флюидов останется в глинах и образуется АВПД.

Выжатый из глинистых пород флюид движется в направлении пониженного потенциала через проницаемые зоны, оказывающие наименьшее сопротивление его движению. Пластовое давление, возникшее в процессе уплотнения глинистых пород, передается флюиду и создает градиент гидравлического потенциала, который приводит к увеличению потока флюида в сторону проницаемого участка, коллектора. Равновесие восстановится, когда уравниваются силы, выжимающие флюид, и силы, препятствующие этому (сопротивление различных пропластков с низкой проницаемостью, молекулярные силы, удерживающие пленки флюида на поверхности минералов, капиллярные силы и др.). Период восстановления гидростатического равновесия может “растянуться” на длительное время, в течение которого изолированный резервуар будет обладать АВПД.

Величина избыточных давлений в коллекторах зависит от литолого-петрографических характеристик, физических свойств этих коллекторов, от удельного объема флюидов, поступивших в коллектор из глин. Поскольку возникшее в коллекторе избыточное давление может легко перераспределяться по проницаемому пласту, возможность его сохранения и длительного существования зависит от многих параметров коллектора, таких как его мощность, проницаемость, пористость, выдержанность, наличие гидравлической взаимосвязи с другими горизонтами и др. В замкнутых, изолированных от областей разгрузки литологически невыдержанных пластах (особенно в линзах), возникшее АВПД, по мнению сторонников данной гипотезы, сохраняется длительное геологическое время.

Несмотря на то что “гипотеза уплотнения” имеет огромное число сторонников, внешне проста и привлекательна, она имеет достаточно много

уязвимых мест: 1) необходимость допущения большой скорости осадконакопления, большой мощности глин в разрезе при отсутствии проницаемых пропластков в их толще, что в реальной обстановке обычно противоречит действительности; 2) принятие сторонниками гипотезы разреза таким, каков он есть в настоящий момент, в то время как процесс возникновения АВПД в осадке, да и сам осадок рассматривается ими во времени; 3) АВПД, возникшие в условиях понижения проницаемости среды, должны существовать до тех пор и вследствие того, что они надежно изолированы от пластов с более низким давлением. Однако известны факты существования АВПД в отложениях, не имеющих такой изоляции (например, трещиноватые и рассланцованные аргиллиты баженовской свиты Салымского месторождения); 4) использование закона Дарси при всех расчетах движения флюида в порах некорректно, хотя бы уже потому, что поровый флюид не является неньютоновской жидкостью; 5) уплотнительный механизм абсолютно не учитывает диагенетических преобразований осадка, которые не могут не произойти, поскольку время уплотнения может продолжаться длительное время, иногда на протяжении целой эры; 6) создаваемое под действием только вертикальной нагрузки пластовое давление не должно превышать значение этой нагрузки, хотя иногда пластовые давления превышают геостатические; 7) трудно объяснимое наличие в некоторых районах пластов глин с АВПД, находящихся под залежами с нормальным пластовым давлением; 8) рассчитанное время существования АВПД во многих случаях оказывается меньше времени, необходимого для его возникновения по “уплотнительному” механизму; и) факты существования АВПД в блоках фундамента.

Иначе говоря, формирование АВПД при осадконакоплении ведет к недоуплотнению горных пород (возникает аномалия пористости).

Однако при рассмотрении процесса осадконакопления уместно вспомнить, что при этом процессе среда (вода) осадконакопления может иметь разную минерализацию (от пресной до рассолов), а в связи с этим пластовое давление, создаваемое весом столба пластовых вод, при так называемом нормальном

уплотнении, может быть разным, и это будет влиять на процесс уплотнения и так же влиять на процесс распознавания нормально уплотненных и недоуплотненных пород. Поэтому необходимо ввести понятие “нормально уплотненных пород”, которое характеризует нормально уплотненные породы с пластовыми давлениями, равными гидростатическому давлению.

## **2.2 Образование АВПД при генерации углеводородов**

В процессе осадконакопления, по мере того как осадки погружаются в зоны генерации углеводородов, начинается этап создания АВПД. Генерация углеводородов - это процесс перехода части твердой фазы породы в жидкую и газообразную. Такой переход сопровождается увеличением объема флюида при несравнимо меньшем уменьшении объема твердой фазы скелета. Увеличение объема флюида ведет к повышению пластового давления и уменьшению эффективного напряжения. Уменьшение эффективного напряжения создает возможность увеличить поровое пространство.

Несмотря на то, что процесс генерации углеводородов - чрезвычайно медленный процесс, эффект создания аномально высоких пластовых давлений при этом довольно значителен. Это связано с тем, что появление в поровом пространстве вначале двух, а затем трех фаз: воды, газа и жидких углеводородов резко меняет проницаемость

Расчеты показывают (Маскет М., 1953), что если в поровом пространстве содержатся вода и нефть в равных объемах, то проницаемость породы при фильтрации такой смеси падает в три раза. Если же в поровом пространстве содержится вода с газом, то при равенстве насыщения породы водой и газом, относительная проницаемость для воды равна 9%, для газа - 29%. Относительной проницаемостью для данной фазы принято считать отношение фазовой проницаемости к абсолютной (Маскет М., 1953). Если смесь состоит из нефти и газа, то при нефтенасыщенности 60% относительные проницаемости для газа и нефти равны между собой и равны 10%.

Более сложный процесс изменения проницаемости наблюдается при движении трехфазной смеси (нефть, вода, газ). Например, при насыщенности трехфазной смеси, равной 40% воды, 40% нефти и 20% газа, относительная проницаемость по газу достигает величин менее 1%, по нефти около 12%, и в этих условиях движение пластовых вод практически прекращается.

Таким образом, генерация углеводородов приводит к образованию АВПД, как за счет перехода твердой фазы породы в жидкую и газообразную (увеличения объема флюида при «неизменном» объеме породы), так и за счет существенного снижения проницаемости горных пород (более чем в 7 раз).

Увеличение порового пространства породы при генерации углеводородов происходит по другой зависимости. Дело в том, что этот процесс аналогичен увеличению пористости при подъеме территории и снятии нагрузки (размыв).

Итак, увеличение порового пространства при генерации углеводородов происходит за счет упругих сил скелета породы и, естественно, в связи с этим масштаб увеличения порового пространства значительно меньший, чем при такой же величине АВПД, созданного при недоуплотнении пород. Увеличение порового пространства, как и величина АВПД, в данном случае зависит от генерационного потенциала горных пород. Необходимо, правда, отметить, что при значительном генерационном потенциале горных пород может отмечаться большое утонение скелета породы (например, баженовская свита Западной Сибири, возможны и другие примеры).

### **2.3 Вертикально-миграционные механизмы**

Гипотезы образования АВПД, объединяемые одним неперменным условием - вертикальной миграцией флюидов, можно разделить на две группы. К первой относятся гипотезы, в которых взгляды об эндогенной природе аномально высоких пластовых давлений развиваются на основе принципа вертикальных восходящих притоков глубинных (мантийных) сжатых флюидов в толщу осадочного чехла и сопутствующих тектонических стрессов, повы-

шающих запасы упругости в пластах с АВПД. Во второй группе объединены гипотезы, в которых вертикальной миграции флюидов также отводится первостепенная роль, однако источники мигрирующего снизу флюида либо находятся в осадочном чехле, но ниже зоны АВПД, либо не указываются, либо указываются неопределенно (“из глубоких горизонтов”). Когда имеется в виду миграция флюида из глубинных горизонтов осадочного чехла, обычно подразумевается флюид, отжимаемый из глубинных толщ, или из горизонтов с более высоким пластовым давлением в результате его перераспределения.

Наиболее законченной и убедительной гипотезой, основанной на очень большом и разнообразном материале, представляется “вертикально-миграционная газогеодиническая”, последовательно развиваемая К.А. Аникиевым (1971).

Сущность гипотезы состоит в следующем: эндогенной газодинамической “рвущейся вверх” системе, порождающей сверхвысокие давления, противодействует экзогенная водно-гравитационная “давящая вниз” система, которая производит нормальные фоновые давления. Этим противодействием, в конечном счете и определяется распределение в недрах нормальных давлений и АВПД. Для накопления в пласте упругих избыточных запасов необходимо сочетание двух факторов: интенсивной вертикальной миграции по разломам сжатых под большим давлением мантийных флюидов и наличия изолирующей толщи-покрышки, способной эффективно сдерживать упругую сверхвысокую энергию этих флюидов. Миграция флюидов и перенасыщение ими различных пластов в осадочном чехле происходят вследствие вспышек интенсивных газогеодинических процессов (“пульсаций”) в недрах земной коры. Этот “инъекционный” механизм формирования АВПД действует на прогрессивной (активной) стадии газогеодинического цикла. На этой стадии горячие парогазовые смеси, жидкие углеводороды, газы, ювенильные щелочные маломинерализованные воды и другие флюиды вторгаются снизу в структуры осадочного чехла, создавая в них АВПД. При этом в экранирующих толщах возникают “ореолы вторжения” с АВПД флюидов. На регрессивной стадии цикла, когда приток флюидов затухает или прекращается, первостепенная роль

отводится “гравитационно-стрессовому” механизму АВПД, когда под действием тангенциальных сжимающих и гравитационных сил внедрившиеся объемы флюида обжимаются и накапливают упругую энергию. С различными формами неотектогенеза связаны перемещения жидких, газообразных и пластичных масс: грязевулканические извержения, солевой, глиняный, угольный диапиризм и т.д. Помимо всех этих механизмов, описываемая концепция учитывает и важную роль термического воздействия, а также некоторых физико-химических и гидравлических эффектов.

Преимущественно вертикально-миграционной концепции К.А. Аникиева перед другими заключается в том, что она довольно убедительно объясняет некоторые факты, труднообъяснимые с позиций других гипотез. К таковым можно отнести: 1) наличие зон АВПД, вскрытых в выступах кристаллического фундамента и в базальных горизонтах осадочного чехла; 2) невозможность долгого сохранения АВПД даже в надежно изолированных залежах, приуроченных к линзам, что подтверждается расчетами многих авторов, выполненными по разным методикам; 3) существование АВПД на небольших глубинах, в приповерхностных частях месторождений; 4) обнаружение АВПД, превышающих геостатическое; 5) приуроченность АВПД к разломам с недавней или современной вертикальной миграцией сквозь осадочный чехол, к зонам с геотермическими, гидрохимическими и другими аномалиями; 6) наличие АВПД в разрезах тех структур, где нет условий его возникновения в результате действия других механизмов (например, нет мощной глинистой толщи); 7) приуроченность зон АВПД в нижних частях разреза к отдельным локальным участкам структур, к отдельным блокам в фундаменте, а не широкое региональное распространение; 8) геологически мгновенные формирования скоплений газа с АВПД в зонах грязевого вулканизма.

С другой стороны, существуют веские возражения против глубинной природы АВПД: 1) отсутствие “прогазованности” всего разреза; 2) неравномерность в распределении по площади и по разрезу зон АВПД и градиентов давления, что далеко не всегда можно объяснить превышением



скоростей перераспределения пластового давления над скоростями геологических процессов; 3) отсутствие, в залежах природного газа с АВПД гелия мантийного происхождения, о чем свидетельствуют его изотопные исследования.

Вторая группа гипотез неоднородна и достаточно обширна. Как указывалось, единственное, что их объединяет - это наличие вертикальной восходящей миграции. Когда же возникает вопрос об источниках миграции флюидов, то точки зрения авторов расходятся. Одни считают, что флюид генерируется уплотняющимися глинистыми толщами в еще не разбуренной толще осадочного чехла, другие, что флюид - продукт глубокого метаморфизма осадочных толщ, третьи – вообще никак не конкретизируют источник.

Итак, разрывные нарушения, создаваемые в осадочном чехле горных пород в результате тектонических движений, дают возможность разгружаться АВПД, созданному в низах чехла, и создавать АВПД в верхней части разреза. Аномалия пористости при создании АВПД будет формироваться за счет упругих сил породы. Этот процесс имеет одну особенность. Разгрузка АВПД в осадочном чехле по разрывным нарушениям требует обязательного наличия газа в составе флюида. Почему нами так высоко оценивается роль газа? Дело в том, что при разгрузке жидкого флюида отъем объема жидкости моментально снижает величину пластового давления. Это происходит тогда, когда объем порового пространства становится больше объема флюида, а так как упругие силы породы не успевают так резко изменить объем порового пространства, то возникает своего рода вакуумный насос, который начинает подтягивать флюиды в зону разгрузки (своего рода новый тип миграции). Этот вакуумный насос имеет прерывистый характер, так как в природных условиях вакуум не может существовать. Данный механизм миграции, кстати, может возникать и просто при снятии нагрузки (например, при размыве территории). А именно свойства газа сжиматься и разжиматься под воздействием давления позволяют осуществлять длительную во времени вертикальную миграцию. При таком характере вертикальной миграции газ захватывает также и часть жидкой фазы

(эффект эрлифта). Ворвавшийся флюид распределяется согласно гравитационному закону, а по созданным окнам повышенной проницаемости начинают разгружаться флюиды. Верхняя граница аномальной зоны связана с ухудшением проницаемости, в связи с появлением многофазовой среды или же с появлением неньютоновских свойств воды в хорошо уплотненных глинистых породах.

#### **2.4 Тектоническое (неотектоническое) сжатие**

Участие в той или иной мере тектогенеза в образовании АВПД признается по сути дела всеми исследователями, но форма, в которой это участие проявляется, по мнению разных авторов, разная. Одни исследователи считают, что тектоническое сжатие пород и заключенных в них флюидов - прямая причина возникновения АВПД. Другие роль тектогенеза видят в создании новых и в расширении старых трещин и разломов, являющихся путями взаимосвязи пластов с глубокими источниками пластового давления и температур. Некоторые считают, что наряду с другими факторами, тектогенез способствует уплотнению глинистого осадка, которое и вызывает АВПД. Время проявления всех этих воздействий не ограничивается, в отличие от точки зрения многих исследователей, в соответствии с которой время приложения тектонических напряжений это единственная причина АВПД.

В подавляющем большинстве случаев все эти воззрения высказываются на основании только геологических умозаключений и не подкрепляются какими-либо фактическими (физическими) данными или количественными расчетами. Чаще всего доказательством той или иной точки зрения на природу АВПД является простая фиксация пространственной зависимости тектонического строения района и существующего здесь АВПД.

Анализ всех форм проявления тектонического фактора показывает, что в зависимости от конкретных условий района они могут участвовать в создании АВПД в тех или иных сочетаниях. Трещины разной интенсивности, разломы,

другие дизъюнктивные нарушения, являющиеся результатом напряжений, определяют пути движения флюидов во многих механизмах, независимо от источника миграции флюида, обеспечивают лучший прогрев залежей (и вообще, всего разреза), способствуют выделению газа и его эвакуации при преобразовании углеводородов и возникновении АВПД.

## **2.5 Влияние теплового фактора**

Почти во всех предлагаемых гипотезах образования АВПД в той или иной мере участвует температурный фактор. В самом деле, температура влияет на большинство физико-химических процессов, протекающих в земной коре. Она является важнейшим фактором катагенетического преобразования осадков, а также рассеянного органического вещества, изменяет коллекторские свойства пород, ускоряет процессы перехода тяжелых нефтей в легкие, выделение газов при преобразовании углеводородов и т.д. В вертикально-миграционной гипотезе тепловой энергии глубоких зон земной коры также отводится важная роль. Однако некоторые авторы придают температурному фактору первостепенное значение, считая прогрев недр самостоятельным механизмом, создающим АВПД. Такая точка зрения, в частности, высказана О.А. Калятиным и В.Е. Кучеруком (1968) о природе АВПД в Западно-Туркменской впадине. По их мнению, в пределах локальных поднятий с выраженными тепловыми аномалиями, в соответствии с температурными особенностями распределяются как абсолютные величины АВПД, так и их градиенты. Характер температурного состояния недр в условиях замкнутой гидродинамической системы в среднеплиоценовых отложениях Западно-Туркменской впадины считается одной из основных причин развития зон АВПД.

В некоторых исследованиях связь зон АВПД с зонами высоких геотермических градиентов объясняется иначе.

Полагают, что высокие температуры являются следствием существования АВПД. В тех случаях, когда зоны АВПД сложены недоуплотненными

глинистыми породами с высокой пористостью, они представляют собой температурный барьер, который фокусирует в себе тепловую энергию, поступающую из недр земли. Это приводит к перегреву зоны АВПД на фоне соседних участков разреза. Необходимым условием такого процесса является всесторонняя изолированность пласта.

Таким образом, в условиях затрудненного водообмена и относительной гидрогеологической изоляции тепловая энергия недр может явиться одной из существенных причин развития зон АВПД. Это признается авторами почти всех гипотез.

### **3 Методы прогноза АВПД**

По времени поступления исходных данных и получения информации о пластовых давлениях методы прогноза и оценки АВПД разделяются на три группы:

- методы прогноза пластовых давлений до начала бурения скважин;
- методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин;
- методы оценки пластовых давлений после завершения процесса бурения.

Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин можно подразделить на две подгруппы:

- при остановках углубления ствола скважины;
- без остановки углубления ствола скважины;

Методы оценки пластовых давлений после завершения процесса бурения можно так же подразделить на две подгруппы:

- до спуска обсадной (эксплуатационной) колонны;
- после спуска обсадной (эксплуатационной) колонны.

#### **3.1 Методы прогноза пластовых давлений до начала бурения**

Общие положения.

Методы прогноза пластовых давлений до начала бурения базируются на использовании результатов разведочной геофизики и проведения аналогий.

Наиболее отработанной является методика прогноза пластовых давлений по данным сейсморазведки.

Рассмотрим два метода.

В основу первого метода прогноза пластовых давлений, базирующегося на использовании изменения интервальной скорости распространения упругой волны с глубиной, положена методика эквивалентных глубин. Второй метод прогноза пластовых давлений по данным сейсморазведки представляет собой корреляционную зависимость между избыточным давлением и приращением интервальной скорости распространения упругой волны, построенную по результатам исследований, проведенных по изучаемому региону.

### **3.1.1 Прогноз и оценка АВПД по данным сейсморазведки**

Методика эквивалентных глубин основана на теории уплотнения (консолидации) насыщенных водой глин.

Как мы уже отмечали, если в процессе формирования осадка скорость осадконакопления высока и вода из породы удаляется слишком медленно, то возникают условия, когда давление воды будет выше гидростатического, а сама порода становится недоуплотненной.

Метод реализуется следующим образом:

В разрезе скважины выделяется и определяется удельное электрическое сопротивление чистых некарбонатных глин. Затем строится график изменения удельного сопротивления глин от глубины. В зоне нормального давления все точки лягут на прямую линию, так как в этой зоне породы нормально уплотнены. В зоне АВПД точки будут отклоняться от этой линии уплотнения. На графике определяется эквивалентная глубина - та минимальная глубина (точка В), в которой значения удельного сопротивления равны значению этого же сопротивления на искомой глубине (точка А) в зоне АВПД. Так как

эффективные напряжения на глубине  $H_{\text{ЭКВ}}$  и  $H$  равны, то можно определить искомое АВПД.

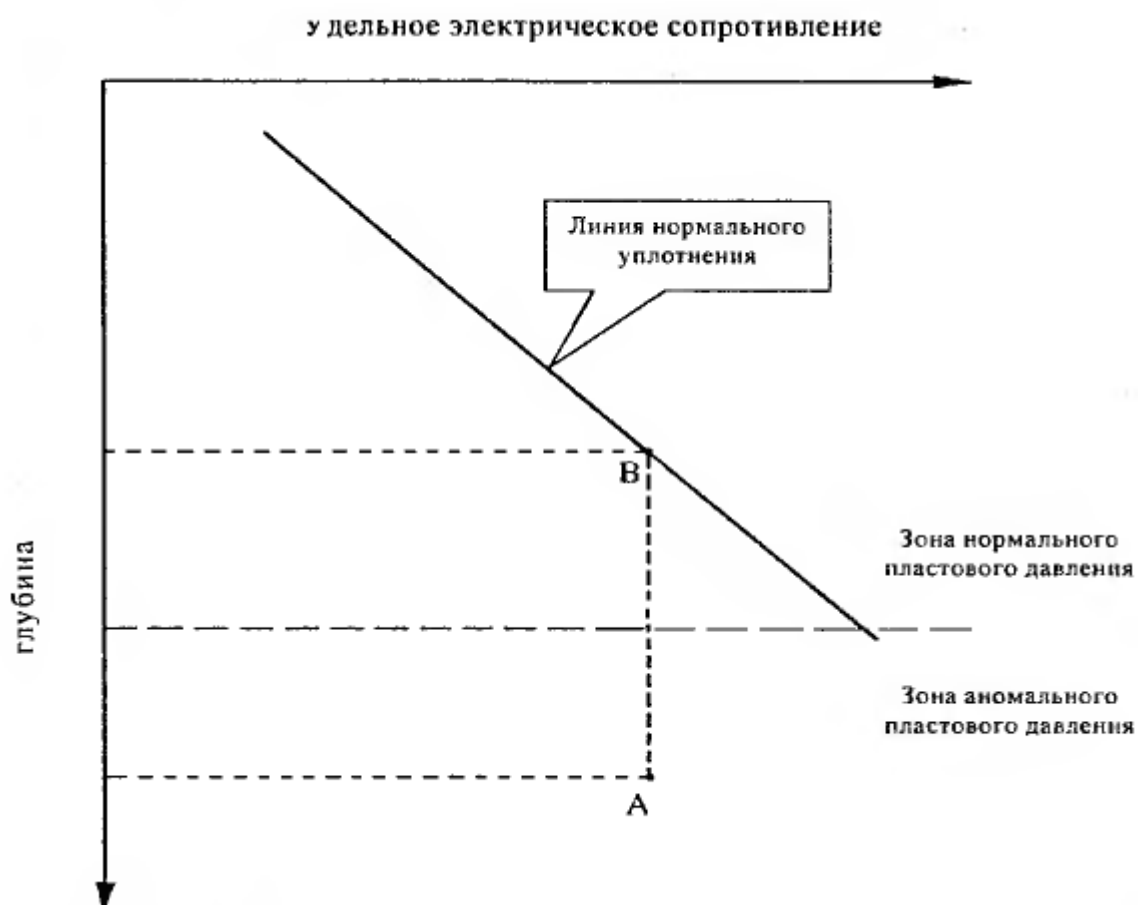


Рисунок 1- Схема определения АВПД при конседиментационном механизме формирования по методике эквивалентных глубин

Принцип эквивалентных глубин разработан авторами для недоуплотненных пород. Однако, как мы уже показали выше, недоуплотненные породы являются следствием лишь одного механизма формирования АВПД - при осадконакоплении (конседиментационный механизм). При формировании же АВПД в процессе генерации углеводородов или вертикальной миграции (постседиментационный механизм) происходит, как указывалось выше, разуплотнение горных пород. Такое качественное изменение в картине, отражающей аномалию пористости в зависимости от механизма формирования АВПД, подтолкнуло к разработке метода определения АВПД при

постседиментационных механизмах формирования АВПД, приводящих к разуплотнению горных пород.

Определение АВПД при постседиментационных механизмах формирования АВПД осуществляется следующим образом. Строится фактическая зависимость геофизического, петрофизического или технологического параметра от глубины. В зоне нормального пластового давления проводится линия нормального уплотнения пород. При отклонении геофизического, петрофизического или технологического параметра от линии нормального изменения (уплотнения), величина пластового давления определяется по принципу «эквивалентных глубин» с использованием линии разуплотнения породы.

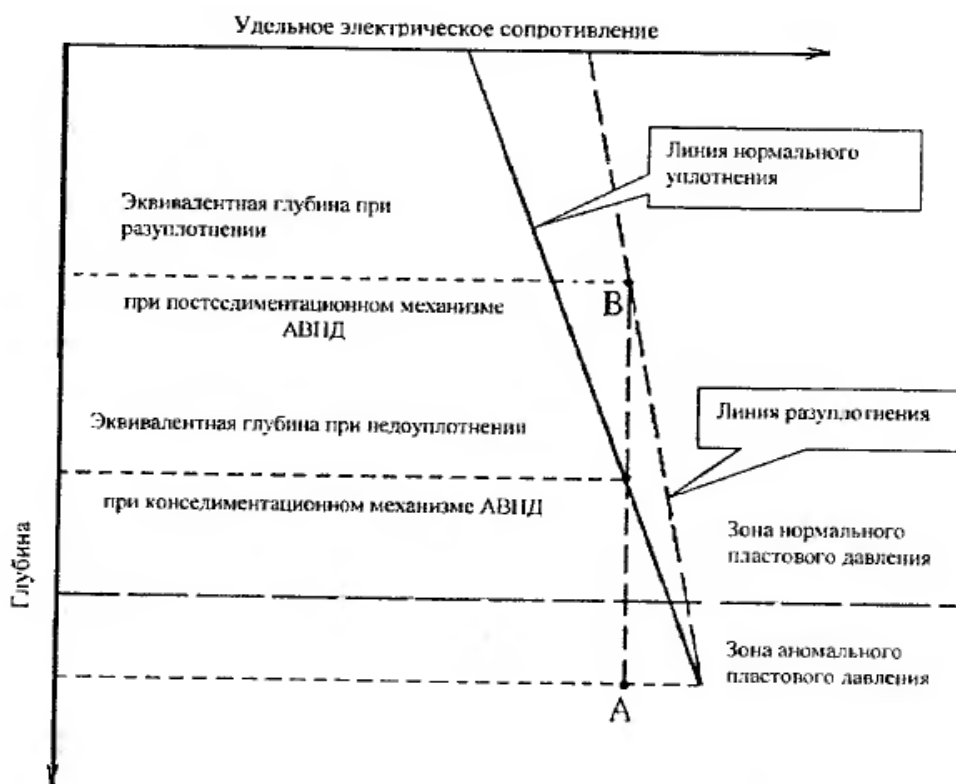


Рисунок 2 - Схема определения АВПД при постседиментационном механизме формирования по методике эквивалентных глубин

Таким образом, с появлением метода оценки АВПД при разуплотнении горных пород (постседиментационный механизм формирования АВПД) стало

очевидно, что методы оценки АВПД напрямую связаны с механизмом их формирования. А методика эквивалентных глубин приобрела универсальный характер, позволяя определять АВПД как при конседиментационном (недоуплотнение горных пород), так и при постседиментационном (разуплотнение пород) механизмах формирования аномального давления.

Так же стало очевидным, что нельзя использовать ту или иную модификацию метода “эквивалентных глубин” без знания генезиса АВПД.

### **3.1.2 Прогноз по аналогии**

Для прогноза распределения зон повышенных и аномально высоких пластовых давлений по исследуемому разрезу выбирается изученный разрез, который по основным параметрам (тектоническому строению, литологическому составу, наличию пластов-флюидоупоров и т.д.) соответствует исследуемому. Выбранный изученный разрез принимается за эталонный.

По зависимости, характеризующей изменение пластового давления с глубиной, построенной для эталонного разреза, с учетом разности мощности размыва, прогнозируется распределение пластового давления для исследуемого разреза с отбивкой глубин, соответствующих основным пластам-флюидоупорам.

## **3.2 Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин с остановкой углубления ствола скважины**

### **3.2.1 Параметры определения по данным ГИС**

Устанавливается один или несколько геофизических параметров, которые отражают изменение пористости глинистых пород с глубиной по разрезу, вскрываемому скважиной. К таким геофизическим параметрам относятся: удельное (или кажущееся) относительное электрическое сопротивление, относительное электрическое сопротивление, электропроводность, интервальное время распространения упругой волны, рассеянное (или вторичное) гамма-



излучение и другие.

Для выбора геофизического параметра используются следующие виды геофизических исследований в скважинах (ГИС): электрический каротаж - кривые стандартного каротажа, кривая проводимости (индукционный каротаж), кривая относительного электрического сопротивления глин, кривая спонтанной поляризации; акустический каротаж; плотностной гамма-гамма-каротаж; нейтронный гамма-каротаж и др.

По всему разрезу, вскрытому скважиной, по материалам ГИС выделяются глинистые пласты, для которых определяются значения выбранного геофизического параметра.

Для приведения выбранного геофизического параметра к одинаковым сопоставимым условиям вводятся поправки, учитывающие влияние изменения диаметра скважин, минерализации пластовых вод, минералогического состава глинистых пород, температуры и т.д.

### **3.2.2 Определение АВПД по керну**

Способы оценки АВПД по керну, естественно, не могут служить в качестве оперативных методов прогноза давлений, однако они успешно используются в качестве контроля за другими методами оценки давлений.

По всему разрезу, вскрываемому скважиной, в интервалах отбора керна выделяются образцы, представленные глинистыми породами.

Для отобранных образцов определяется пористость и плотность.

В полулогарифмическом масштабе строится график зависимости пористости и плотности глинистой породы от глубины: по оси абсцисс, представленной в логарифмическом масштабе, приводят значения пористости и плотности глинистых пород; по оси ординат, представленной в линейном масштабе, приводят значения глубины отбора керна.

Если исследуемый разрез слабо охарактеризован керном, то для построения зависимости пористости и плотности глинистой породы от глубины

используется каменный материал соседних скважин.

Интервалы разреза с нормальным пластовым давлением характеризуются плавным снижением пористости и повышением плотности глинистой породы.

Зонам повышенных и аномально высоких пластовых давлений соответствуют интервалы глубин, в которых отмечается увеличение пористости и уменьшение плотности глинистых пород.

### 3.2.3 Алгоритм определения АВПД, образованных при акватермальном эффекте

Для исследуемого региона по данным термометрии скважин при изучении разреза с нормальным пластовым давлением строится график зависимости условного гидростатического давления от температуры, который принимается за эталонный;

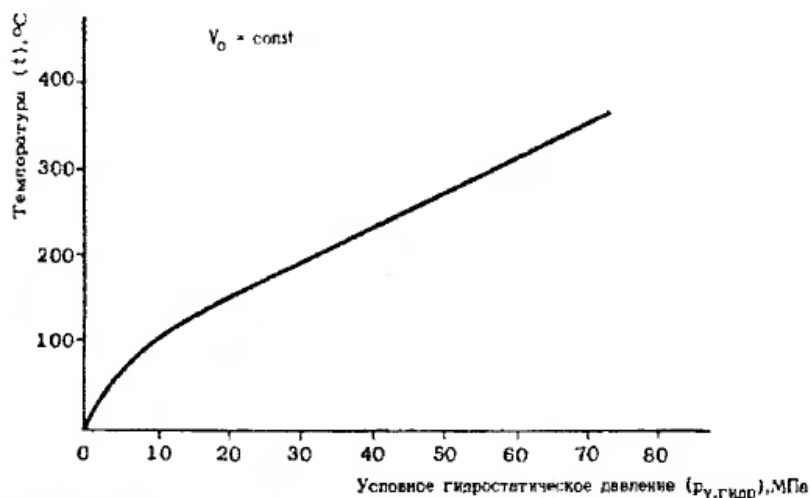


Рисунок 3 - График зависимости условного гидростатического давления от температуры для нефтегазоносных месторождений Азербайджана и прилегающей части Каспия.

При проводке скважины определяется температура исследуемого пласта ( $t$ ), а для флюида, насыщающего его, устанавливаются значения коэффициента расширения ( $\lambda$ ) и коэффициента сжатия ( $\beta$ ).

Для исследуемого пласта определяется значение условного гидростатического давления.

По графику, для исследуемого пласта определяется значение условной температуры, характеризующей исследуемый пласт при отсутствии акватермального давления. Количественная оценка АВПД проводится по формуле:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{у.гидр}} + \frac{\lambda}{\beta} (t - t_0), \quad (3.2.3.1)$$

Где  $P_{\text{у.гидр}}$  - условное гидростатическое давление, Па;  $\lambda$  - коэффициент температурного расширения флюида пласта,  $1/^\circ\text{C}$ ;  $\beta$  - коэффициент сжатия флюида пласта,  $1/\text{Па}$ ;  $t$  - температура исследуемого пласта,  $^\circ\text{C}$ ;  $t_0$  - условная температура пласта при отсутствии акватермального давления,  $^\circ\text{C}$ .

### **3.3 Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин без остановки углубления скважины**

Большой группой в этом разделе будут представлены методы оценки пластовых давлений в процессе бурения (без остановки углубления ствола скважины), которые в качестве исходной информации используют данные о гидродинамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкостью, технологические данные бурения, результаты обработки шлама.

Наиболее отработанными являются методы оценки пластовых давлений по технологическим данным бурения.

Методы “нормализованной скорости проходки”, в основу которых положено изменение механической скорости бурения с глубиной, позволяют оперативно установить повышение пластового давления на самых ранних стадиях вскрытия зоны АВПД.

Методы оценки пластовых давлений по данным о гидродинамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкостью, отличающиеся непосредственным контактом с пластовым флюидом, находящимся под давлением, является существенным дополнением при определении АВПД в сложных геологических условиях.

Бурение скважины в зонах АВПД - очень сложная техническая проблема. Цель оптимального бурения - довести забой скважины до планируемых глубин, обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов, избежать аварийных ситуаций.

Данная цель в настоящее время обеспечивается тремя факторами: оперативным контролем за пластовыми давлениями при бурении скважин (оперативной оценкой пластовых давлений), “равновесным” бурением, правильным конструированием скважины. Эти три кита определяют стратегию бурения глубоких поисково-разведочных скважин.

Оперативный контроль за пластовыми давлениями должен быть обеспечен при бурении скважин в режиме непрерывной оценки. Совершенно ясно, что именно методы оценки пластовых давлений по технологическим данным бурения позволяют обеспечивать такой контроль. Методы оценки пластовых давлений по данным о гидродинамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкостью, отличающиеся непосредственным контактом с пластовым флюидом, находящимся под давлением, являются существенным дополнением при определении АВПД. Методы же оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин (при остановках углубления ствола скважины) являются своего рода корректором качества оценки АВПД по технологическим данным бурения.

Рекомендуется отслеживать АВПД по нескольким, не менее трех, показателям.

### 3.3.1 Механическая скорость бурения

С увеличением глубины, при нормальных условиях, механическая скорость бурения будет уменьшаться. Однако при бурении разуплотненных глин в ореоле вторжения скорость резко увеличивается, что является индикатором вхождения скважины в зону аномально высоких давлений. При этом нужно учитывать, что на величину механической скорости оказывают влияние также и другие факторы, такие как: литология разбуриваемых горных пород, параметры режима бурения, свойства бурового раствора, состояние долота. Влияние этих параметров таково, что не всегда удается верно определить причину изменения механической скорости.

Таким образом, механическая скорость бурения определенно отражает изменение пластового давления в глинистых породах только в том случае, когда параметры режима бурения остаются постоянными.

Данные об изменении механической скорости бурения рекомендуется фиксировать в мягких породах через 10-15 метров, а в твердых - через 1,5-3 метра.

### 3.3.2 Нормализованная скорость бурения

Изменение параметров режима бурения можно не учитывать, используя нормализованную скорость бурения, представляющей собой безразмерное выражение, которое получено из уравнения механической скорости бурения:

$$d = \frac{\lg(v_M/60n)}{\lg(P_{oc}/pg D_d^2)} \quad (3.3.2.1)$$

Где  $v_M$  - механическая скорость бурения, м/час;  $n$  - частота вращения долота, об/мин;  $P_{oc}$  - осевая нагрузка на долото, кН;  $p$  - плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $D_d$  - диаметр долота, м.

Расчеты значений должны быть приурочены к интервалам залегания глин или глинистых сланцев. Обычно значения изменяются от 0,5 до 2,5. В нормальных условиях она равномерно возрастает с глубиной. При вхождении в недоуплотненную зону отмечается отклонением ее в сторону уменьшения.

### **3.3.3 Плотность глинистого шлама**

Более точным способом определения зон с АВПД является измерение плотности глинистого шлама. В зонах нормального пластового давления плотность глин увеличивается с глубиной. Отклонение от нормальной тенденции изменения в сторону уменьшения покажет наличие недоуплотненных глин и, следовательно, высоких давлений. Однако на плотность глин так же может повлиять наличие тяжелых минералов и воздействие буровой промывочной жидкости.

### **3.3.4. Количество и форма глинистого шлама**

При разбурировании горных пород в пределах ореола вторжения наблюдается увеличение количества глинистого шлама на виброситах. При этом размер частиц шлама увеличенный, а форма - удлинённая с острыми краями.

Количество и форма глинистого шлама имеет второстепенное значение и могут использоваться для определения других признаков аномальности давлений.

### **3.3.5 Вращающий момент на роторе и вес на крюке**

Момент вращения определяется трением между долотом и забоем скважины, а также между бурильной колонной и стенками скважины. В нормальных условиях он должен равномерно увеличиваться с глубиной. При аномально высоком давлении глины могут выжиматься в ствол скважины, что

приводит к его сужению. Уменьшение диаметра скважины ведет к увеличению крутящего момента на роторе. Возникают затяжки и посадки инструмента при спуско-подъемных операциях. При большой переходной зоне (ореола вторжения) повышение момента на роторе и веса бурильной колонны могут остаться не зафиксированными.

Рассматриваемые выше факторы по причине неоднозначности самостоятельного значения не имеют и могут применяться в совокупности с другими индикаторами зон АВПД.

### **3.3.6 Температура бурового раствора**

Недоуплотненная горная в ореоле вторжения порода имеет теплопроводность ниже нормального значения. Величина геотермического градиента уменьшается при приближении к такой породе, затем увеличивается в интервале ее залегания, достигая аномально высокого уровня. Изменение геотермического градиента можно контролировать, измеряя температуру бурового раствора на устье скважины. Когда вскрывается зона с АВПД температура раствора на выходе из скважины, возрастает, достигая 20 % на 100 метров проходки. Однако на точность измерений оказывают влияние свойства самой буровой жидкости, величина кольцевого зазора, время после восстановления циркуляции и др. Так температура бурового раствора является дополняющим фактором при обнаружении зон АВПД.

### **3.3.7 Газирование бурового раствора**

Бурение скважин в пределах ореола вторжения может сопровождаться газированием циркулирующего бурового раствора. Рекомендуется непрерывно контролировать поступление газа в буровой раствор. Признаком поступления газа в скважину является увеличение газосодержания бурового раствора после наращивания бурового инструмента.

Практика бурения свидетельствует о необходимости комплексной оценки при прогнозировании зон АВПД.

#### **4 Особенности осложнений при проведении буровых работ на больших глубинах и в условиях АВПД**

Недостаточный уровень бурения скважин на большие глубины вызван многими технико-технологическими проблемами, но в большей степени осложнениями при вскрытии глубокозалегающих продуктивных горизонтов, прогноз и предупреждение которых, а также способы ликвидации, разработаны недостаточно. Статья посвящена изучению особенностей развития осложнений при бурении на большие глубины.

Основные осложнения при бурении сверхглубоких скважин связаны с проявлением аномально-высоких пластовых давлений (АВПД). Наиболее часто встречаются такие осложнения как искривление ствола скважины и в результате появление желобных выработок, поглощение бурового раствора, неустойчивость глубинных пород, слагающих стенки скважин, потеря подвижности бурового инструмента под воздействием дифференциальных давлений, то есть прихваты буровых труб. Несмотря на то, на обычных и больших глубинах наблюдаются сходные виды осложнений, ликвидация их в условиях глубокопогруженных отложений значительно осложняется из-за действия специфических глубинных факторов, таких как высокие температуры, давление и напряженное состояние пород.

Обобщение и анализ процессов, осложняющих бурение скважин на больших глубинах, позволяет дифференцировать осложнения на две группы: первую группу составляют осложнения, вызванные только геолого-геофизическими особенностями разреза, вторую - процессы и явления, возникающие при проведении буровых работ на больших глубинах. Сделан вывод о необходимости развития исследовательских работ в области изучения осложнений при сверхглубоком бурении, что позволит более активно проводить



бурение на более глубокие горизонты в нефтегазоносных районах.

Скважина	Забой, м	Основные осложнения
Кольская (Россия)	12262	Искривление ствола, повышенная дробимость керна (самозаклинивание), кавернообразование
Ен-Яхинская СГ-7 (Россия)	8250	Искривление ствола, осыпи, обвалы, прихваты
Тюменская СГ-6 (Россия)	7502	Искривление ствола, осыпи, обвалы, кавернообразование, прихваты бурового инструмента
Колвинская (Россия)	7052	Искривление ствола, повышенное содержание сероводорода в призабойной зоне
Тимано-Печорская (Россия)	6904	Искривление ствола
Уральская (Россия)	6100	Искривление ствола, осыпи, обвалы
Берта Роджерс (США)	9583	Прихват бурильных труб из-за поступления расплавленной серы в ствол скважины.
Юниверсити (США)	8686	Прихваты бурильной колонны
Биг Хорн (США)	7583	Обвалы стенок скважины, искривление ствола
КТБ-Оберпфальц (Германия)	9101	Искривление ствола, кавернообразование
Сильян Ринг (Швеция)	6800	Искривление ствола, кавернообразование

Рисунок 4 - Примеры основных осложнений при бурении сверхглубоких скважин в России и за рубежом

Большая часть осложнений при бурении сверхглубоких скважин связаны с проявлением аномально высокого пластового давления (АВПД), высоких температур, искривлением ствола и, следовательно, появлением желобных выработок, поглощением буровых растворов, неустойчивостью пород, стенок скважин, нефтегазопроявлениями, потерей подвижности бурового инструмента под воздействием дифференциальных давлений. Несмотря на это, на обычных и больших глубинах наблюдаются сходные виды осложнений, ликвидация их в глубокопогруженных отложениях значительно осложняется из-за действия специфических глубинных факторов, таких как высокие давления, температура и напряженное состояние пород. Следует отметить, что высокая температура и давление в некоторых случаях препятствуют проведению детальных исследований разрезов, в частности, испытанию продуктивных пластов и проведению геофизических работ в скважинах из-за выхода приборов из строя.

В Кольской скважине помимо проблемы искривления ствола и значительного кавернообразования с глубины 7000 м наблюдалась повышенная дробимость керна, которая приводила к эффекту самозаклиниваний в кернаприемном устройстве. Постепенно с глубиной дробимость керна увеличивалась и ниже 9000 м высота столбиков составляла единицы сантиметров и доходила до размеров буровой мелочи. Однозначного объяснения этому явлению до сих пор не найдено. Искривления ствола скважины - является одной из проблем, осложнивших бурение сверхглубокой скважины Гравберг (КТБ) в Германии, это потребовало трижды проводить коррекцию ствола разными способами. Такая же проблема возникла и при бурении Уральской сверхглубокой скважины: уже при бурении опережающего ствола с глубины 2500 м искривление достигло  $28^\circ$  при глубине 4000 м, что привело к невозможности дальнейшего углубления и необходимости проведения разного рода мероприятий. На больших глубинах могут возникнуть и абсолютно необычные условия, связанные с особенностями разреза, приводящие к прекращению бурения. Проблема сохранения устойчивости ствола возникала при бурении Кольской, Криворожской, Уральской, КТБ, а также и других сверхглубоких скважин в различной степени. Важную роль в обеспечении устойчивости стенок скважины играет тип и качество применяемого бурового раствора. Главными факторами при анализе устойчивости ствола являются глубина, литология пород, кривизна скважины и поровое давление. На базе лабораторного моделирования французские исследователи установили этапность в развитии неустойчивости ствола с глубиной: реверсивная нагрузка на стенки скважины (линейная и нелинейная); необратимая деформация, но стенки ствола еще остаются устойчивыми; разрыв - образование трещин; обрушение стенок скважины. Одни из самых тяжелых осложнений в сверхглубоком бурении - прихваты, возникающие из-за действия перепада давления в системе скважина-пласт. На севере Западной Сибири, где проводили бурение Тюменской и Ен-Яхинской сверхглубоких скважин, дифференциальные прихваты были частым явлением; на больших глубинах они осложняются

действием высоких температур и аномально высоким пластовым давлением. При бурении Тюменской сверхглубокой скважины особенно интенсивные осложнения, связанные с прихватами и быстрым нарастанием фильтрационной корки (уменьшение сечения ствола скважины), наблюдались в процессе бурения на глубине 6600-7502 м. Породы в этом интервале оказались представлены в основном активно переработанными метасоматическими процессами магматическими образованиями, которые не были предусмотрены в проекте. Наличие в разрезе насыщенных углеводородным газом коллекторов с высокой пористостью (до 20%) и проницаемостью высокие температуры (до 220 °С) и АВПД (коэффициент аномальности до 1,8) обусловили проблемы с изменением параметров бурового раствора, регулированием фильтрации, возникновением прихватов буровых труб и сложностью проведения спуска колонны диаметром 245 мм. В последующем при бурении Ен-Яхинской сверхглубокой скважины со сходным глубинным разрезом был учтен опыт вскрытия глубоких горизонтов Тюменской скважиной, и ряд осложнений были предотвращены.

Зачастую, проведению наиболее тщательного исследования разрезов скважины мешают высокие температуры и давления, в частности испытанию продуктивных пластов и проведению геофизических работ в скважинах из-за того, что приборы выходят из строя. Синтез и анализ процессов, которые осложняют бурение скважин на большой глубине, позволяет дифференцировать осложнения на две группы. Первую группу представляют осложнения, которые вызваны только геолого-геофизическими особенностями разреза, из числа которых выделяются высокие температуры и давления, присутствие высокопроницаемых газоводоносных горизонтов, напряжённое состояние горных пород и анизотропия их физических свойств. К проблемам, которые вызваны только воздействием высоких температур и давлений, необходимо отнести осложнения, связанные с утратой заданных реологических свойств бурового раствора в забойных условиях, ограничения на применение забойных двигателей и геофизических приборов. Вторую группу представляют такие процессы и явления, возникающие при проведении буровых работ на больших

глубинах. К ним относятся существенные разнонаправленные воздействия давления бурового раствора на стенки скважин при проведении спуско-подъемных операций и восстановлении циркуляции, которые с увеличением глубины приобретают высокие значения, увеличение времени взаимодействия бурового раствора со стенками скважины. Сами по себе эти факторы не всегда приводят к значительным осложнениям, но в комплексе со сложными геолого-геофизическими факторами создают длительные задержки процесса строительства скважин. Наличие на больших глубинах газоводонасыщенных интервалов с АВПД затрудняет работы по проведению геофизических исследований скважин, так как требуются значительно большие перерывы в промывке скважины из-за увеличения глубин. В тех же интервалах постоянно существует опасность дифференциальных прихватов, так как контролировать перепад давлений в системе скважина - пласт и толщину глинистой корки в забойных условиях весьма затруднительно.

В ведущих странах мира сейчас активно ведутся научные разработки для увеличения эффективности глубокого бурения. В США из-за большого риска бурения на глубокие горизонты с 2003 года принята национальная программа «DeepTrek» в которой создаются технические средства и технологии сверхглубокого бурения, одной из первостепенных задач которой является перенос космических достижений науки и техники в сверхглубокое бурение. Выполняя программу были достигнуты немалые успехи в разработке электронных средств и устойчивых модулей для регистрации параметров забойной зоны в процессе бурения, высокотемпературных гибких полиамидных компактных материалов для электронных систем бурения. Чтобы решить проблемы бурения на больших глубинах в национальной лаборатории энергетических технологий департамент энергетики США создал лабораторию экстремального бурения («Extreme Drilling Lab.»). Собранный в этой лаборатории стенд для испытаний дает возможность проводить изучение в условиях высоких температур (до 250 °С), давлений (более 200 МПа) комплексных эффектов, которые связаны с частотой вращения долота, осевой

нагрузкой, свойствами и суммарным, гидростатическим, гидродинамическим давлением бурового раствора, а также свойствами пород, поровым давлением и гидравлическими эффектами. Испытательный стенд был оборудован многоканальной системой для слежения за точной информацией о происходящих процессах. К сожалению, в российской практике таких работ не проводится, а последняя сверхглубокая скважина (Ен-Яхинская), которая подтвердила высокие перспективы газоносности ниже 6 км в районе Большого Уренгоя, закончена в 2007 году.

## **5 Анализ технико-технологических решений обеспечивающих вскрытие пластов в условиях АВПД на минимально допустимой репрессии**

### **5.1 Анализ проблемы вскрытия продуктивных пластов в условиях АВПД**

Состояние призабойной зоны скважины в период заканчивания во многом определяет эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений.

При вскрытии и разбуривании продуктивного пласта нужно уделять особое внимание технологическим приемам, которые снижают негативные воздействия технологических процессов на продуктивный пласт.

Чтобы избежать возможных проявлений, вскрытие продуктивного пласта с аномально высоким пластовым давлением проводят утяжеленным буровым раствором, в который добавляется утяжелитель (барит, галенит, гематит, магнетит), что зачастую приводит к загрязнению пласта и проникновению фильтрата и тяжелых частиц в пласт.

Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой отрасли столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое на величину от 1,5 до 3,5 МПа в зависимости от глубины.

Однако в реальных условиях давление, оказываемое на продуктивный пласт, существенно больше из-за переутяжеления бурового раствора, движения

вниз бурового инструмента, а так же из-за гидравлических сопротивлений при движении раствора в кольцевом пространстве.

Чтобы максимально сохранить природное состояние коллектора, продуктивный пласт желательно вскрывать в условиях равновесия или на депрессии. Однако, отсутствие технических средств, для обеспечения надежной проводки скважины на равновесии или в режиме депрессии, вынуждают осуществлять вскрытие пласта в условиях репрессии.

От репрессии на пласт зависят остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Так же она может стать причиной изменения естественной трещиноватости и влияет на деформацию пород в прискважинной зоне продуктивного горизонта.

Очевидно, что репрессия отрицательно влияет на коллекторские свойства продуктивного пласта, из-за чего увеличивается время освоения скважин, их производительность уменьшается, снижается коэффициент нефтеотдачи.

С еще более серьезными осложнениями сталкиваются на скважинах большой глубины (4000-5000м). На больших глубинах тяжело регулировать давление на забое из-за высокого пластового давления. Так же в условиях аномально высоких пластовых давлений приходится прибегать к утяжелению бурового раствора до 1800-2200кг/м<sup>3</sup>.

Следовательно, для того чтобы избежать проявлений пласта вскрытие производят при большом превышении давления, что может привести к гидроразрыву пласта и уходу в него большого количества раствора.

В связи с чрезмерным превышением давления, глубина проникновения фильтрата в пласт может быть весьма большой. По данным исследований она составляла на месторождениях Азербайджана 1,5-2,5 м, на Майкопском газоконденсатном месторождении 0,5-3,0 м, а на Самотлорском месторождении от 6 до 37 метров.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов проведенные в России и за рубежом, показывают, что продуктивные пласты нужно вскрывать

со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

Так, на некоторых газовых и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири (Уренгойское и Ямбургское месторождения), по мнению специалистов, экономически обосновано применение технологии вскрытия продуктивного пласта с использованием бурового раствора, обработанного химическими реагентами, которые предотвращают снижение естественной проницаемости пласта. Но когда, применяя данную технологию, не удается получить промышленный приток газа, приходится применять новые технико-технологические процессы вскрытия продуктивного пласта.

В публичном аналитическом докладе по направлению научно-технологического развития «Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья», а так же в диссертации «Разработка методов и технических средств контроля технологических процессов проводки скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и равновесного бурения» описывается перспективный метод технологии проводки и вскрытия скважин заключающийся в регулировании дифференциального давления в системе скважина-пласт.

Данная технология заключается в управляемом снижении давления в скважине до пластового с целью существенного увеличения механической скорости проходки. Такая современная и технологически сложная процедура возможна при условии оперативного контроля над состоянием скважины и надежной системы противовыбросового оборудования.

В СевКавНИПИгазе была разработана технология вскрытия продуктивного пласта на равновесии методом регулирования дифференциального давления в условиях герметизированной системы циркуляции, что позволяет упростить технологическую схему промывки и плавно регулировать давление промывочного агента в системе.

Особенностью герметизированной системы циркуляции является наличие буферного компенсатора, который производит подачу бурового раствора от

устья к насосу по трубопроводу под давлением параллельно открытой системе циркуляции.

Данная технология позволяет оперативно применять различные метода равновесного бурения:

1. Бурение на равновесии
2. Бурение с избыточным давлением – проведение полного цикла буровых работ
3. Бурение с использованием двух растворов, когда  $P_3 = P_{пл}$  имеет место только при бурении, а спускоподъемные операции осуществляются после замены раствора в скважине на более тяжелый с целью компенсации пониженного забойного давления за счет эффекта поршневания.
4. Бурение при депрессии на пласт

Буровые работы при данной технологии производятся с применением комплекса герметизирующих устройств на устье скважины, так как по утверждению авторов этой технологии, успешность бурения скважин полностью зависит от возможности раннего обнаружения проявления и методов плавного глушения начавшегося проявления.

Значительное увеличение механической скорости бурения и уменьшение общей стоимости строительства скважины способствовало широкому распространению данной технологии за рубежом, где базируется на наличии надежного противовыбросового оборудования.

Проанализировав результаты исследований режимов бурения при регулировании дифференциального давления в системе «скважина-пласт» и обработки фактических данных авторы работы пришли к выводу: применение метода бурения скважины при сбалансированном давлении на пласт в условиях аномально высоких пластовых давлений, основывающегося на оперативном определении параметров пластов, позволяет резко повысить технико-экономические показатели проводки глубоких скважин.



## **5.2 Анализ технико-технологических решений вскрытия пластов на минимально допустимой репрессии**

Аналитические и экспериментальные исследования, отработка технологии и комплекса технических средств своевременного контроля притока углеводородов в скважину стали основой для разработки и совершенствования технико-технологического обеспечения контроля процесса бурения при вскрытии продуктивных горизонтов на равновесии (минимальной репрессии).

Одним из основных и сложных процессов в строительстве скважин является вскрытие продуктивного пласта. От качества выполнения этого этапа во многом зависит оценка перспективности нового месторождения, а в эксплуатационных скважинах - начальный дебит.

Низкое качество вскрытия и освоения скважин отрицательно сказывается на их производительности и влечет к снижению нефтеотдачи. В настоящее время, при принятой технологии вскрытия продуктивного пласта с высоким пластовым давлением, неизбежно происходит ухудшение коллекторских свойств пласта.

Практика показывает, что вскрытие продуктивных пластов проводят с применением промывочной жидкости, состав которой подбирается с целью предупреждений осложнений при проводке открытого ствола скважины, без учета конкретных геологических условий месторождения, физико-химических свойств флюидов насыщающих коллектор и его литолого-физических свойств.

В подавляющем большинстве случаев сам факт вскрытия и бурения по продуктивному пласту определяется оператором, который осуществляет инженерный контроль на основании комплексной информации получаемой в процессе проводки скважины: газовый и механический каротаж, изучение керна и шлама, наблюдение за поведением скважины в процессе бурения. Данный метод, будучи зависимым от ряда трудно учитываемых и случайных факторов, при имеющемся в настоящее время оборудовании и аппаратуре, не дает удовлетворительной точности отбивки кровли продуктивного пласта, а только в

какой-то момент, как правило, в момент максимума информации, даёт возможность установить, что бурение происходит по продуктивному горизонту. Зачастую к этому моменту долото уже успевает пройти несколько метров и вскрыть определенную мощность пласта.

За последнее время участились случаи отрицательных результатов при поисках газа в разведочных скважинах. Это отчасти объясняется ухудшением коллекторских свойств пласта в призабойной зоне в результате воздействия бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта в условиях аномально высоких пластовых давлений.

Технология бурения на балансировании давлений приходит на смену бурению с большими избытками забойного давления. При такой технологии бурения применяются легкие и минимально утяжеленные буровые растворы, гидростатическое давление которых равно или близко к давлению разбуриваемых пластов.

Однако существующая технология вскрытия продуктивных пластов регулированием дифференциального давления в условиях АВПД имеет свои недостатки. Одним из них является то, что недостаточно эффективно решен вопрос о раннем обнаружении притока флюида из пласта в скважину.

Самым большим препятствием, сдерживающим широкое внедрение бурения на равновесии (минимальной репрессии), является возможность аварийного выброса.

Актуальность проблемы качественного освоения скважин и наличие выявленных недостатков существующей технологии вскрытия продуктивного пласта на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями в процессе проведенного анализа послужило основанием постановки следующих задач:

1. Для обеспечения получения однозначного ответа о продуктивности пласта непосредственно в процессе углубления поисковых и разведочных скважин в условиях АВПД, требуется разработка инновационных технологических решений и технических средств. Что должно способствовать

повышению эффективности геолого-разведочных работ путем улучшения вскрытия продуктивных пластов.

2. Для обеспечения контроля за притоком углеводородов в скважину на ранней стадии, в условиях минимально допустимого превышения гидростатического давления над пластовым, требуется разработка технологических решений по вскрытию продуктивного пласта.

Учитывая существующее положение применения способов и технических средств оперативного контроля за притоком углеводородов в скважину на раннем этапе их возникновения в процессе бурения (вскрытия) продуктивных горизонтов при минимально допустимой репрессии является первостепенной задачей, до сих пор не решенной на уровне требований, выдвигаемых практикой современного сбалансированного бурения.

Решение перечисленных проблем является дальнейшим развитием «Метода оперативного контроля за нефтегазопроявлением на ранней стадии их возникновения».

Вопросу разработки технических средств и технологических решений при вскрытии продуктивных горизонтов посвящено значительное количество исследований (В.А. Аммян, А.И. Булатов, Н.П. Васильева, А.Н. Гноевых, К.М. Тагиров, В.И. Нифантов, А.О. Межлумов и др.).

В диссертационной работе (Способ вскрытия пластов, Р.В. Аветов) представлена принципиально новая концепция, заключающаяся в том, что в способе вскрытия пластов, включающем контроль притока углеводородов на ранней стадии их возникновения создание гидравлических импульсов давления на забое или устье скважины и регистрацию времени распространения импульсов давления по исходному по исходному буровому раствору  $t_{исх}$  (при отсутствии притока углеводородов в скважину) и контролируемому буровому раствору  $t_k$  (при наличии притока углеводородов) наличие углеводородов в скважине определяют по разности  $t_{исх}$  и  $t_k$ , т.е.  $\Delta t = t_k - t_{исх}$ .

О равновесном состоянии в системе скважина-пласт судят по разности времени  $\Delta t$  прихода импульсов давления на устье скважины в обычном буровом растворе и в буровом растворе в присутствии углеводородов. Равновесному состоянию соответствует величина разности времени  $\Delta t$ , определяемой из соотношения:

$$\Delta t \leq \frac{\Delta t_{\text{тек}}}{\frac{\rho_p}{\rho_o} - 1} \quad (5.2.1)$$

Где  $\Delta t_{\text{тек}}$ - текущая разность времени прихода сигналов давления на устье скважины в обычном буровом растворе и в буровом растворе в присутствии флюида, сек;  $\rho_p$ - плотность бурового раствора закачиваемого в скважину на момент определения текущей разности времени, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_o$ - плотность бурового раствора, выходящего на устье скважины из затрубного пространства, на момент определения текущей разности времени, кг/м<sup>3</sup>.

Исследование основных элементов технологического процесса вскрытия продуктивных пластов осуществлялись в скважине учебно-тренировочного центра «Досанг» Астраханской ВЧ ООО «Газобезопасность» и на следующей стадии в скважине 228-Н АГКМ ПБР «Астраханьбургаз».

Технологическая схема применения способа включает в себя два датчика давления, установленных на устье скважины, один из которых установлен в нагнетательной линии насоса, а другой устанавливается в затрубном пространстве.

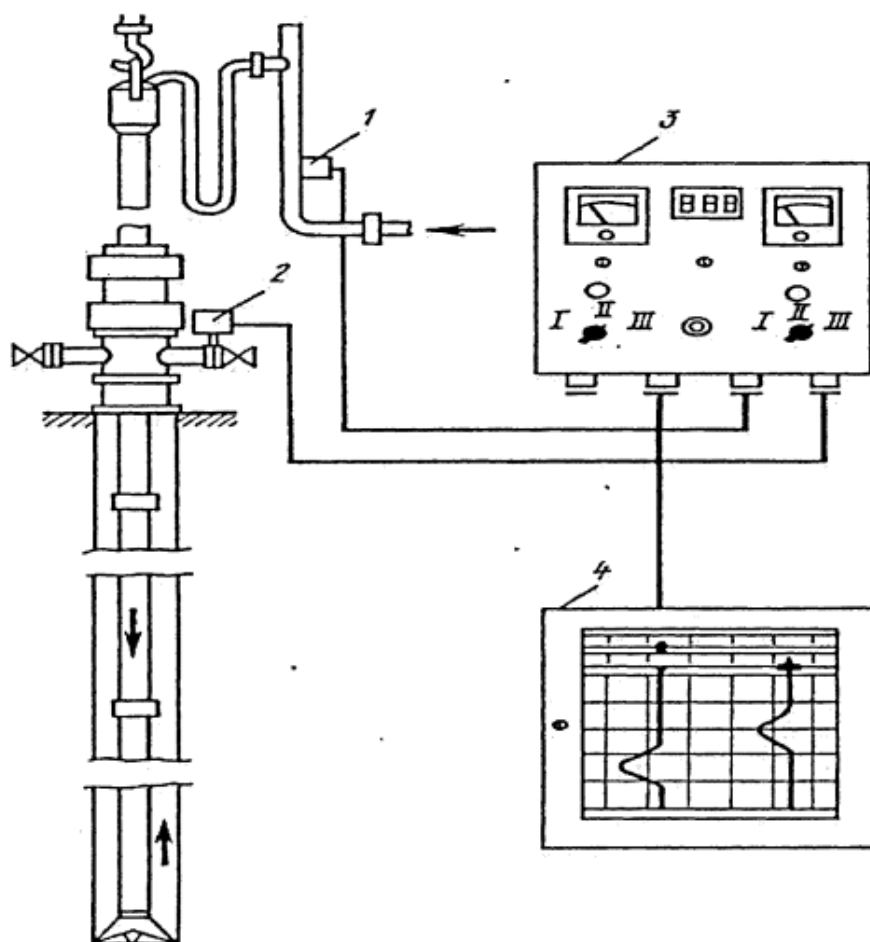


Рисунок 5 - Технологическая схема контроля вскрытия пластов на минимальной репрессии

1- датчик давления в манифольдной линии; 2- датчик давления на отводе превентора; 3- индикатор; 4- регистратор.

Выходы приемников 1 и 2 соответственно через усилители и фильтры подключены к входам блока регистрации времени  $t$  распространения импульсов давления в циркулируемом буровом растворе (индикатор-3) имеющему выход для подключения на регистрирующий прибор с записью сигналов на диаграммную ленту - 4.

Испытание основных элементов технологии было осуществлено в разведочной скважине №1 площади Кенес-Тюбе в интервале 3520-3775 м. и 4174-4225 м., и в разведочной скважине №2 площади Жантанат в интервале 3630-3750 м. ПО «Мангышлакнефть».

В данных интервалах отрабатывалась технология бурения при наличии притока газа в буровом растворе с замером и регулированием величины  $\Delta t$ , при этом на устье скважины непрерывно замеряли плотность выходящего и входящего бурового раствора и величину  $\Delta t_{\text{тек}}$ .

Во время испытания было видно, что бурение происходило при наличии газа в скважине, но при этом обеспечивалась минимальная репрессия, при которой сохранялось устойчивое равновесие в скважине. Так же необходимо отметить, что механическая скорость бурения увеличилась в 2 раза.

## **6 Безопасность**

### **6.1 Требования к монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования (ПВО) в условиях АВПД.**

Выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования осуществляется проектной организацией и согласовывается с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью), буровой организацией и заказчиком. При этом следует руководствоваться следующим положением:

Три или четыре превентора, в том числе один универсальный, устанавливаются на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водяных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже  $350 \text{ кгс/см}^2$  (35 МПа) и объемном содержании сернистого водорода до 6 % определяется организацией по согласованию с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью) исходя из характеристики пласта (состав флюида, пористость, проницаемость, дебит и др.);

Четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливаются на устье в случаях:

1. Вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением (то есть давлением, превышающим гидростатическое давление воды в 1,3 раза) и объемным содержанием сернистого водорода более 6 %, а также с наличием сернистого водорода до 6 % и избыточным давлением на устье более 350 кгс/см<sup>2</sup> (35 МПа);

2. Использования технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении герметизированного устья;

3. Бурения всех морских скважин.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, горизонтов, содержащих сернистый водород, на буровой должны быть три крана. Один шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй — между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий является запасным. Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии. Помимо шаровых кранов, на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении. Один кран является рабочим, второй — резервным. Краны шаровые и клапаны обратные должны иметь технические паспорта и сведения о проведении дефектоскопии. Опрессовка кранов шаровых и обратных клапанов проводится один раз в 6 месяцев. Учет наработки кранов шаровых и клапанов обратных ведется в течение всего срока эксплуатации вплоть до их списания.

Перед и после вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением при возобновлении промывки скважины после спуско-подъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев начинать контроль плотности, вязкости, газосодержания бурового раствора следует сразу после восстановления циркуляции.

В случае вскрытия перфорацией газовых, нефтяных и водоносных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением противовыбросовое оборудование должно быть представлено превенторной установкой.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для качественного вскрытия продуктивного горизонта в условиях аномально высоких пластовых давлений нужно отойти от привычной практики использования утяжеленных буровых растворов. Требуется разработка новых технологий и технических решений, которые обеспечат более качественное вскрытие пласта с АВПД и снизят вероятность осложнений и аварий до минимума.

Чтобы успешно решить проблему качества, требуется комплексный подход, то есть реализация широкого комплекса взаимосвязанных, разработанных на единой методической основе экономических, технических и организационных мероприятий.

Исходя из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, наиболее перспективным технико-технологическим решением обеспечивающим вскрытие пластов в условиях АВПД является бурение на равновесии или минимально допустимой репрессии с использованием оперативной информации поступающей с забоя скважины.

Однако существующая технология вскрытия пластов в условиях аномально высоких пластовых давлений с регулированием дифференциального давления в системе скважина-пласт имеет свои недостатки.

Самой большой проблемой, сдерживающей широкое применение технологии бурения на равновесии (минимальной репрессии), является возможность аварийного выброса, так как не достаточно эффективно решен вопрос об обнаружении раннего притока флюида в скважину.

Исходя из этого, основным направлением развития данной технологии можно назвать разработку технологии раннего распознавания предвыбросовых ситуаций и нефтегазоводопроявлений, а так же методики оперативного прогнозирования продуктивных горизонтов непосредственно под забоем скважины до их вскрытия.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аветов Р.В. Разработка методов и технических средств контроля технологических процессов проводки скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и равновесного бурения. - Москва, 2005, 451с.
2. Аветов Р.В. Андреев Е.А. Перспективы метода обнаружения газопроявлений на ранней стадии. «Нефтяное хозяйство», №3, 1989, с.3- 6.
3. Аветов Р.В., Максимов А.Ш. Метод раннего обнаружения поступления газа в скважину в процессе ее проводки. «Нефтяное хозяйство», №7, 1992, с.8- 9.
4. Александров Б. Л. Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. - М., Недра, 1987, 216с
5. Аникеев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. М., - Недра, Л., 1971, 168с.
6. Бабаян Э.В., Булатов А.Н. Технология бурения скважин с поддержанием заданного забойного давления. - М., ВНИИОЭНГ, 1989, 63с.
7. Басарыгин Ю.М., Булатов А.Н., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. 000«Курс-Бизнесцентр» 2000, 670с.
8. Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Д.В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. - Санкт-Петербург, Недра, 2005, 323с.
9. Бокарев С.А. Технология управления процессом вскрытия продуктивных пластов в осложненных геолого-технических условиях. - Москва, 2010, 171с.
10. Бурение скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений. Обзорная информация, с. Бурение - М., ВНИИОЭНГ, 1981, 25с.

11. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин. Электронное учебное пособие для студентов специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин», - Пермь, 2007, 189с.
12. Крылов В.И., Крецул В.В. Современные буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов в условиях АВПД НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». - М., ВНИИОЭНГ, 2004, N29, с.31-36.
13. Крылов В.И. Изменение гидродинамического давления в скважине в зависимости от скорости спуска бурильной колонны. - М., «Нефтяное хозяйство», 1976, с.13-16.
14. Крылов В.И., Крецул В.В. Влияние репрессии буровых растворов и времени контакта с породой на ее фильтрационные свойства НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», - М., ВНИИОЭНГ, 2005, №1, с.35-41.
15. Лукьянов Э.Е. Исследование скважин в процессе бурения. - М., Недра, 1979, 223с.
16. Малеванский В.Д., Шеберстов Е.В. Гидродинамические расчеты режимов глушения фонтанов в нефтяных и газовых скважинах. М., - Недра, 1990, с.246.
17. Мамаджанов У.Д., Рахимов А.К., Ноляков Г.А. и др. Заканчивание газовых скважин. - М., Недра, 1979, 174с.
18. Нифантов В.И. Разработка методов вскрытия продуктивных пластов при строительстве и ремонте газовых скважин в осложнённых горно-геологических условиях. - Ставрополь, 2001, 400с.
19. Озеренко А.Ф., Куксов А.К., Булатов А.И. и др. Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении скважин. - М., Недра, 1978, 279с.
20. Сеид-Рза М.К. Предупреждение осложнений в практике буровых процессов. - М., Недра, 1991, 272с.

21. Тагиров К.М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. - М., Недра, 1996, 183с.
22. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. - М., Недра, 2003, 160с.
23. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», - Москва ЗАО НТЦ ПБ, 284с.
24. Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления. - М., Недра, 1980, 399с.
25. Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. - М., Недра, 1988, 200с.
26. Ясашин А.М. Вскрытие, апробирование и испытание пластов. - М., Недра, 1979, 344с.
27. Ясашин А.М., Аветов Р.В., Алиев Н.И. и др. Вскрытие пластов с местной циркуляцией. Азербайджанское нефтяное хозяйство, №3, 1977, с.29-32.