

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Выявление зон АВПД в процессе бурения
(на примере Покачевского месторождения)»
АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения
геологического факультета
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис
нефтегазовых скважин»
Алшами Ахмед Митак Хаваиди

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент

М.В. Калининкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2021

Введение. Актуальность темы выпускной квалификационной работы определяется тем, что прогнозирование зон АВПД в практике промыслово-геофизических работ является сложным процессом. Для реализации, которого требуется разработка новых технологий и технических решений, которые должны обеспечить более качественное вскрытие пласта с АВПД и снизить вероятность осложнений и аварий до минимума. Чтобы успешно решать проблему качества, требуется комплексный подход, то есть реализация широкого комплекса взаимосвязанных, разработанных на единой методической основе экономических и технических мероприятий.

Цель выпускной квалификационной работы состояла в изучении механизма образования АВПД и методов обнаружения АВПД на диаграммах ГТИ.

Данная цель была реализована в условиях Покачевского месторождения Западной Сибири. Не смотря на то, что запасы Покачевского месторождения впервые были утверждены в 1974 г., на месторождении в настоящее время продолжают вестись геологоразведочные работы с целью оконтуривания ранее выявленных залежей и уточнения подсчетных параметров. Поскольку глубинность исследования скважин постоянно увеличивается, а следовательно, возрастает и риск проявления аномально высоких пластовых давлений и аварийных ситуаций в процессе бурения.

Для решения поставленной цели были поставлены следующие **задачи**:

- изучить геолого-геофизический материал по Покачевскому месторождению Западной Сибири;
- изучить теоретические основы АВПД;
- изучить методику прогноза и выявления АВПД по данным ГТИ;
- изучить методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин с остановкой углубления ствола скважины;
- изучить методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин без остановки углубления скважины;

- выполнить интерпретацию данных ГТИ, представить литологическую характеристику вскрытого разреза скважины №1 Покачевского месторождения;
- по данным геолого-геохимических исследований в разрезе скважины №1 по эксплуатационному стволу выделить перспективные объекты;
- выявить зону АВПД по данным метода d-экспоненты в скважине № 1 Покачевского месторождения Западной Сибири.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования» содержит четыре подраздела.

Первый подраздел 1.1 «Общие сведения о территории исследования» содержит сведения о Покачевском месторождении. Покачевское месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого - стратиграфическая характеристика показано, что в геологическом строении Нижневартовского свода принимают участие породы до юрского фундамента, мезокайнозойских терригенных отложений платформенного чехла. В разрезе последних выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные образования. Верхняя часть фундамента, соответствующая коре выветривания на глубинах 3140 - 3149 м, представлена проницаемыми породами серого и светло-серого цвета с зеленоватым оттенком, скрытозернистой, реже мелкозернистой структуры, с вертикально направленной трещиноватостью, с мелкими включениями полевых шпатов.

В третьем подразделе 1.3 «Тектоника» приведены данные о структурном плане изучаемой площади. Месторождения Нижневартовского нефтегазоносного района в тектоническом плане связаны с Нижневартовским сводом, представляющим собой структуру первого порядка с размерами 300*200км и амплитудой более 300м. Свод осложнен рядом структур второго

порядка (валы, поднятия), с которыми связаны залежи в нижнемеловых и юрских отложениях.

В четвертом подраздел 1.4 «Нефтегазоносность» содержит информацию о нефтегазоносности района, в котором расположено исследуемое месторождение. Месторождение многопластовое. Основными по запасам являются объекты: АВ1-3 , АВ2 , БВ6 и БВ8, ЮВ1, они содержат 80% балансовых запасов нефти по категории ВС1.

Раздел 2 «Методика исследования АВПД». Содержит два подраздела.

Подраздел 2.1 « Определение и возникновение АВПД». АВПД - давление, действующее на флюиды (воду, нефть, газ), содержащиеся в поровом пространстве породы, величина которого отличается от нормального (гидростатического). Аномально - высокие давления паровых флюидов встречены повсюду в мире в отложениях , имеющих возраст от кайнозойского (плейст ценового) до палеозойского (кембрийского). Возникновение аномально-высокого пластового давления объясняется следующими причинами: 1. Передачей части горного давления на залежь. Если скелет породы слабый, то часть горного давления передается на жидкость или газ, находящиеся в ее порах. 2. Вторичное увеличение объема залежи в зонах высоких температур. В зоне больших глубин и высоких температур сложные углеводородные соединения с длинными цепями разрушаются с образованием большого количества простых молекул. Увеличение числа молекул приводит к увеличению объема. Увеличение объема залежи приводит к возрастанию давления внутри замкнутого резервуара. 3. Кратковременное повышение пластового давления возникает при землетрясениях. Наблюдения показывают, что в сейсмически активных областях перед землетрясением повышаются дебиты нефти в скважинах. 4. Тектонические движения по разломам. В приподнятом блоке залежи, разорванной разломами, в течении длительного времени будет сохраняться прежнее высокое пластовое давление, характерное до ее воздымания. 5. Вторичное сокращение объема пор в коллекторах при

кристаллизации цемента в законтурных частях резервуара. Залежь при этом приобретает замкнутый и полузамкнутый характер.

Таким образом, аномально - высокое пластовое давление возникает под действием разных причин, но главными из них являются замкнутая линзовидная форма резервуара, ее запечатанность со всех сторон непроницаемыми породами.

Подраздел 2.2 «Механизм возникновения АВПД при уплотнении глинистых осадков; взгляды на природу АВПД» содержит 3 подраздела.

2.2.1 Уплотнение глинистых осадков. Аномально-высокие давления поровых флюидов встречены повсюду в мире в отложениях, имеющих возраст от кайнозойского (плейстоценового) до палеозойского (кембрийского). Геологические условия нормального гидростатического давления могут быть представлены как гидравлически «открытая» система, т. е. проницаемые отложения с сообщающимися флюидами позволяют гидростатическим условиям установиться и (или) восстановиться. В противоположность этому системы с аномально-высокими пластовыми давлениями, по существу, или, по крайней мере, сильно его ограничивающими.

Во втором подразделе 2.2.2 «Влияние тектогенеза на образование АВПД». Исследователи считают, что тектоническое сжатие пород и заключенных в них флюидов - прямая причина возникновения АВПД. Другая 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. Многие исследователи полагают, что единственная причина АВПД – неотектогенез.

В третьем подразделе 2.2.3 «Влияние температуры на образование АВПД». 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.

Раздел 3 «Методы прогноза АВПД» содержит 3 подраздела.

В первом подразделе 3.1 «Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин с остановкой углубления ствола скважины» показано, что 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.

Во втором подразделе 3.2 «Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин без остановки углубления скважины» 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.

В третьем подразделе 3.3 «Методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин без остановки углубления скважины» 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.

Раздел 4 «Анализ технико-технологических решений обеспечивающих вскрытие пластов в условиях АВПД на минимально допустимой репрессии» содержит 2 подраздела.

Первый подраздел 4.1 «Анализ проблемы вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально-высокого пластового давления». 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.

Во втором подразделе 4.2 «Анализ технико-технологических решений вскрытия пластов на минимально допустимой репрессии» представлены аналитические и экспериментальные исследования, отработка технологии и комплекса технических средств своевременного контроля притока углеводородов в скважину. Данные работы 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 пятом разделе «Результаты исследования» Исследуемая в работе скважина № 1 является эксплуатационной газоконденсатной. Скважина заложена с целью разработки ачимских отложений сортымской свиты нижнего мела, проектная глубина 3955 м. Геолого-технологический наряд (ГТН) по строительству газоконденсатной скважины содержит геологическую часть, в которой целевые горизонты Ач₅¹, Ач₅²⁻³, Ач₆⁰¹, Ач₆⁰² сортымской свиты ачимской толщи расположены на глубине 3710-3864м. Исследуемые пласты сложены песчаниками кварцевыми светло серыми, серыми мелко-среднезернистыми, средней крепости. Аргиллитами тёмносерыми, черными, пластинчатыми, твёрдыми. Стратиграфическое расчленение и увязка вскрытого разреза выполнены с использованием данных ГТН, ГТИ и ГИС. По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины по эксплуатационному стволу выделены возможно перспективные объекты в интервалах:

- 3645- 3670м;

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости по сумме углеводородов C1-C6 от 0.2 до 1.1% абс;

- люминесценция хлороформенных вытяжек 3 балла, голубовато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов сортымской свиты, характер насыщения не ясен.

- 3753 -3760 м;

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости по сумме углеводородов C1-C6 от 1.0 до 1.2% абс;

- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, голубовато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов кумской свиты, характер насыщения – возможно продуктивный.

- 3777 -3810 м;

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости по сумме углеводородов C1-C6 от 1.0 до 1.2% абс;

- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, голубовато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов сортымской свиты, характер насыщения – возможно продуктивный.

- 3837 -3840 м;

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости по сумме углеводородов C1-C6 от 1.05 до 1.2% абс;

- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, голубовато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов сортымской свиты, характер насыщения – возможно продуктивный.

Как следует из литологической характеристики вскрытого разреза, наличие мощного интервала пластов глин позволяет провести анализ давлений в разрезе скважины. Для прогнозирования зон АВПД при бурении

в мягких пластичных породах в данной работе применялся метод d-хр, используя зависимость нормализованной скорости проходки от дифференциального давления между скважиной и пластом По результатам расчетов давлений в разрезе ствола скважины №1 в исследуемом интервале 2800- 3760 зарегистрированы следующие показания градиента порового давления :

в интервале 2907-3013,9м видимые чередования показаний, со средним значением 1,17;

в интервале 3399-3471м среднее значение 1,18; 150 атм.

в интервале 3571-3595м среднее значение 1,21; 160 атм.

далее с глубины 3595м наблюдается рост атмосферного давления до 240 атм. на глубине 3610м, а затем спад до 180 атм. в интервале 3676-3700м значения градиента пластового давления приближены к значению 1,7;

с глубины 3700м наблюдается спад до 1,6. Пластовое давление на глубине 3771м – 576,39атм. Таким образом, установлено, что на в интервале 3595-3760 м наблюдается аномалия порового давления, по d-хр значительное отклонение от нормальных значений в переслаивании пластов глин и песчаников, сопровождающаяся ростом газопоказаний.

Заключение. В работе показано что, для формирования АВПД в недрах необходимо сочетание двух условий. Первое - относительная изолированность недр, их затрудненная связь с областями разгрузки. Второе - поступление флюидов в ограниченный объем извне или уменьшение объема резервуара при постоянстве массы флюидов, либо то и другое одновременно.

Анализ теоретических моделей формирования аномальных пластовых давлений позволил выделить механизмы образования АВПД, существенно влияющие на точность методов прогноза и оценки АВПД.

- при осадконакоплении, когда скорость погружения много больше скорости оттока флюида;
- при генерации углеводородов;
- при вертикальной миграции флюидов;
- при наличии аномалии пористости, так как именно аномалия пористости является основой распознавания как генезиса АВПД, так и различных процессов, происходящих в среде АВПД.

В процессе проведения ГТИ в эксплуатационной газоконденсатной скважине №1 Покачевского месторождения по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были зафиксированы аномалии в отложениях сортымской свиты нижнего мела, связанные со вскрытием возможно продуктивных объектов в интервалах: 3645- 3670м; 3753 -3760 м; 3777 -3810 м; 3837 -3840 м;

По данным метода d-экспоненты в скважине № 1 Покачевского месторождения Западной Сибири был установлен интервал 3595-3760м в котором наблюдается аномалия порового давления. Выделенное по d-exp значительное отклонение от нормальных значений в переслаивании пластов глин и песчаников, сопровождается ростом газопоказаний.