

Комплексный анализ данных гидродинамических исследований скважин, проблемы и решения при интерпретации исследований на нефтяных оторочках

А.С. Зыков*, А.А. Ридель, М.В. Колесников, Р.А. Гарифуллина, С.А. Первалова
ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, Россия
E-mail: *Zykov.ase@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация. В статье освещены вопросы исследования и интерпретации данных по скважинам на нефтяных оторочках. В данных условиях получение информации о работе пласта, контроль и управление разработкой является крайне актуальной и в то же время сложной задачей. Показана необходимость комплексирования результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований с целью получения более широкого представления об объекте, его работе, а также необходимость выполнения комплексного подхода к интерпретации и анализу гидродинамических исследований скважин на сложных объектах разработки. Рассмотрены проблемы и осложнения, возникающие в процессе проведения гидродинамических исследований скважин.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, горизонтальные многоствольные скважины, производная кривой восстановления давления, гидродинамические исследования скважин, промыслово-геофизические исследования скважин, фильтрационные потоки, аномальный рост давления, разломы.

Для цитирования: Зыков А.С., Ридель А.А., Колесников М.В., Гарифуллина Р.А., Первалова С.А. Комплексный анализ данных гидродинамических исследований скважин, проблемы и решения при интерпретации исследований на нефтяных оторочках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 141–158. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art9>

Рассматриваемый объект представлен терригенными породами. Структурная модель пласта осложнена многочисленными тектоническими нарушениями с преобладающим юго-восточным направлением. Коллекторы залежи не выдержаны как по площади, так и по разрезу. С позиции фильтрационных характеристик пласт можно охарактеризовать как высокопроницаемый ($K_{пр} \sim 400$ мД).

Основная особенность разработки объекта заключается в сложной структуре запасов нефти, которые заключены в сравнительно тонких нефтяных оторочках, перекрываемых газовой шапкой и

подстилающей водой. Нефть – повышенной вязкости. Большая разница в подвижности газа и нефти способствует прорывам газа по пропласткам и конусообразованию.

Разработка залежи ведется преимущественно горизонтальными скважинами (ГС) в составе рядных систем разработки, длины ГС варьируются в диапазоне от 500 до 2000 м. Расстояние между скважинами в ряду изменяется от 100 до 200 м, между рядами – 300–500 м. Выработка запасов газа газовой шапки предполагается через нефтяные (прорывной газ) и газовые скважины с лучевой системой размещения. Разработка ведется на естественном режиме.

В связи с большим количеством неопределенностей анализ исследований на данном типе месторождений требует более детального подхода к проработке и интерпретации, ввиду сложности строения объекта и различных эффектов, снижающих информативность проводимых исследований.

Искажения при проведении исследований

Охват гидродинамическими исследованиями месторождения достаточно высок. Дополнительно, в текущем году была выполнена полная остановка месторождения,

в связи с чем практически по всему фонду регистрировались кривые восстановления давления (КВД) с помощью датчиков телеметрической системы (ТМС), входящих в компоновку насоса (где-то непрерывно, где-то частями). Длительность остановок составляла 5–7 суток, скважины, по большей части, были остановлены одновременно.

В ряде случаев после остановки скважин наблюдаются эффекты АРД (аномальный рост давления), см. рис. 1а, а также эффект ухода уровня жидкости ниже датчика ТМС при остановке скважины (рис. 1б).

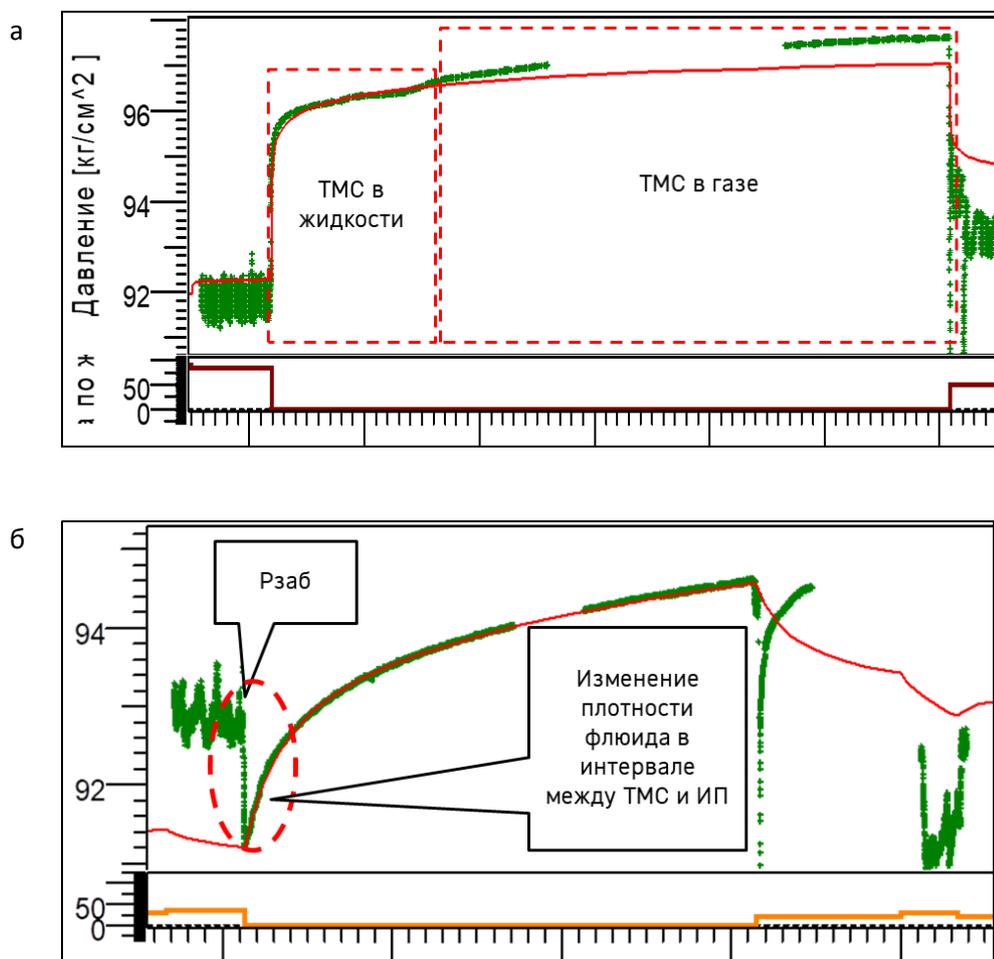


Рис. 1. Примеры эффектов, возникающих в результате остановки скважины:

а – аномальный рост давления;

б – уход уровня жидкости ниже датчика ТМС после остановки.

ИП – интервал перфорации

Данная аномалия (АРД) связана с тем, что при снижении давления ниже давления насыщения происходит выделение газа, который при остановке скважины на снятие КВД отдавливает уровень жидкости ниже глубины установки датчика. В ходе остановки окружающая среда манометра меняется от жидкой до газообразной фазы, а дальнейшего погружения манометра в столб жидкости не происходит, даже при продолжительном времени остановки (см. рис. 1а).

Данные эффекты накрывают полезный сигнал и могут исказить истинную систему потоков.

Неопределенности при пересчете давлений

Помимо этого, имеет место неопределенность в пересчете кривой изменения давления на отметку кровли

фильтра или водонефтяного контакта (ВНК), ввиду неоднозначности плотности флюида, заполняющей соответствующий интервал.

Скважины достаточно высокопродуктивные, в ряде случаев рабочие депрессии очень маленькие (порядка 2 кгс/см²). Датчики ТМС находятся выше ВДП/ВНК (ВДП – верхние дыры перфорации), разница глубин находится в широком диапазоне. Диапазоны неопределенности пересчета могут быть различны.

На рис. 2 представлены: графики возможных поправок давлений ΔP для возможных вариантов плотности: 0,1 г/см³, 0,3 г/см³, и «смеси» в г/см³ (рассчитана через текущую обводненность) при пересчете замеренного давления с ТМС на ВНК по скважинам (рис. 2а), а также график разницы абсолютных глубин ΔH между ТМС и ВНК (рис. 2б).

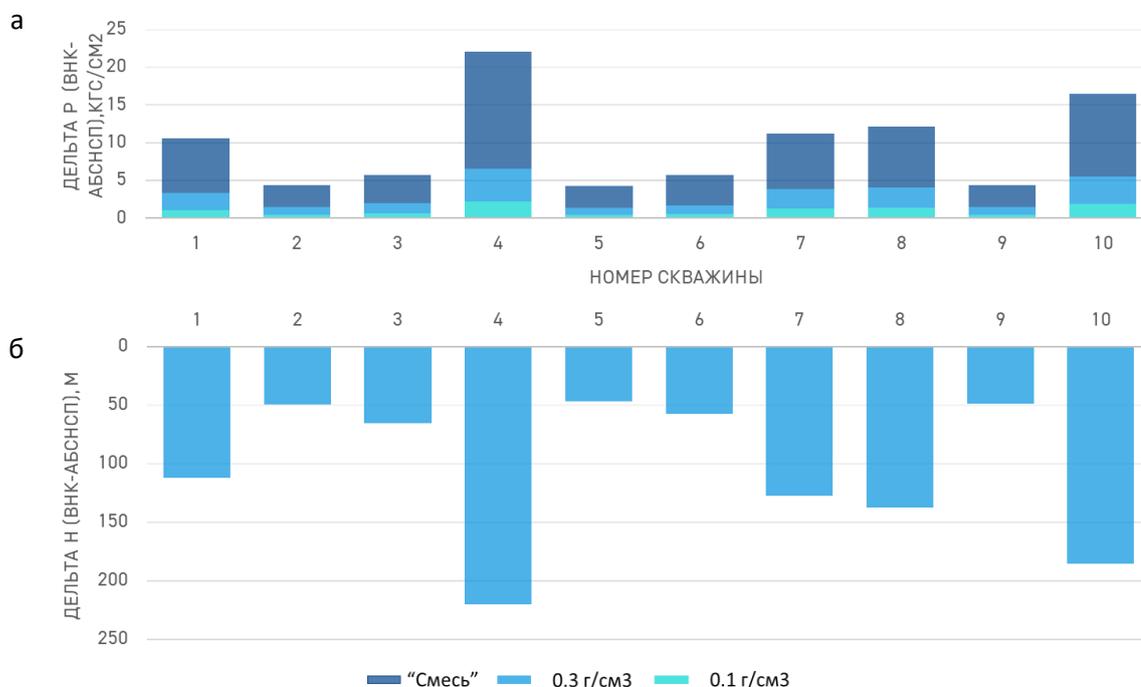


Рис. 2. Графики диапазонов неопределенности пересчета: а – возможные поправки давлений ΔP ; б – разницы абсолютных глубин ΔH между ТМС и ВНК

Анализируя соответствующие данные, приходим к выводу, что без знания истинной плотности неопределенность пересчета в ряде случаев может быть достаточно высокой, а эффект АРД и отжима уровня может наблюдаться во всем диапазоне разницы в глубинах. Естественно, чем меньше разница в глубинах, тем меньше влияние данной неопределенности на пересчет. Варианты снижения соответствующей неопределенности будут представлены в рекомендациях. При текущих интерпретациях КВД для пересчета Рпл применялась плотность флюида, рассчитанная через текущую обводненность скважины.

Обзор регистрируемых систем потоков

Стоит напомнить: оторочка тонкая, сетка между скважинами достаточно плотная, по сейсмике выделены зоны трещиноватости и разломы, проводимость которых не ясна. Имеет место интерференция от соседних скважин, есть газонефтяной контакт (ГНК) и ВНК.

Рассматривая билогарифмические графики выполненных снятий КВД явной классической системы, потоков к горизонтальному стволу скважины [1] (линейных с выходом на псевдорадиальный режим) в большинстве исследований не наблюдается. Где-то имеет место линейный поток, где-то граничные условия типа P-Const (интерференция, либо ГНК, либо ВНК), а где-то сразу выполаживание производной (при такой системе разработки не является псевдорадиальным режимом). Учитывая вышесказанное, оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) велась лишь на качественном уровне (коллектор высокопроницаемый), расчет выполнялся как по смеси (усредняя вязкость флюида

через долю воды в притоке), так и методом Перина (по каждой из фаз отдельно).

Ввиду текущих неоднозначностей, диагностика поведения производной давления на циклах КВД, в данном случае, может нести в себе не однозначно верное предположение. Так формирующийся к стволу горизонтальной скважины классический линейный поток свойственен и отклику от непроницаемых границ/барьеров (есть предположение о наличие таковых на участке), а граничные условия типа P-const (снижение производной давления) идентичные как для отклика от ГНК/ВНК, так и от работы соседних скважин (интерференции).

Площадной анализ исследований

Для представления о возможной природе эффектов, связей и закономерностях диагностических признаков на производной циклов КВД, выполнена структуризация отображаемых потоков на текущих исследованиях и дана их ретроспектива (сопоставление с потоками на исследованиях, проведенных ранее). Выделены четыре группы скважин по диагностическим признакам, которые затем нанесены на текущую карту разработки (рис. 3):

1. Скважины с наличием линейного потока;
2. Скважины с наличием граничных условий типа P-const;
3. Скважины с наличием граничных условий типа P-const, природа которых наиболее или вероятно связана с интерференцией;
4. Скважины с наличием граничных условий типа P-const, природа которых может быть связана с ГНК/ВНК или остаточным перераспределением давления на участке после остановки или неодновременных остановок/запусков.

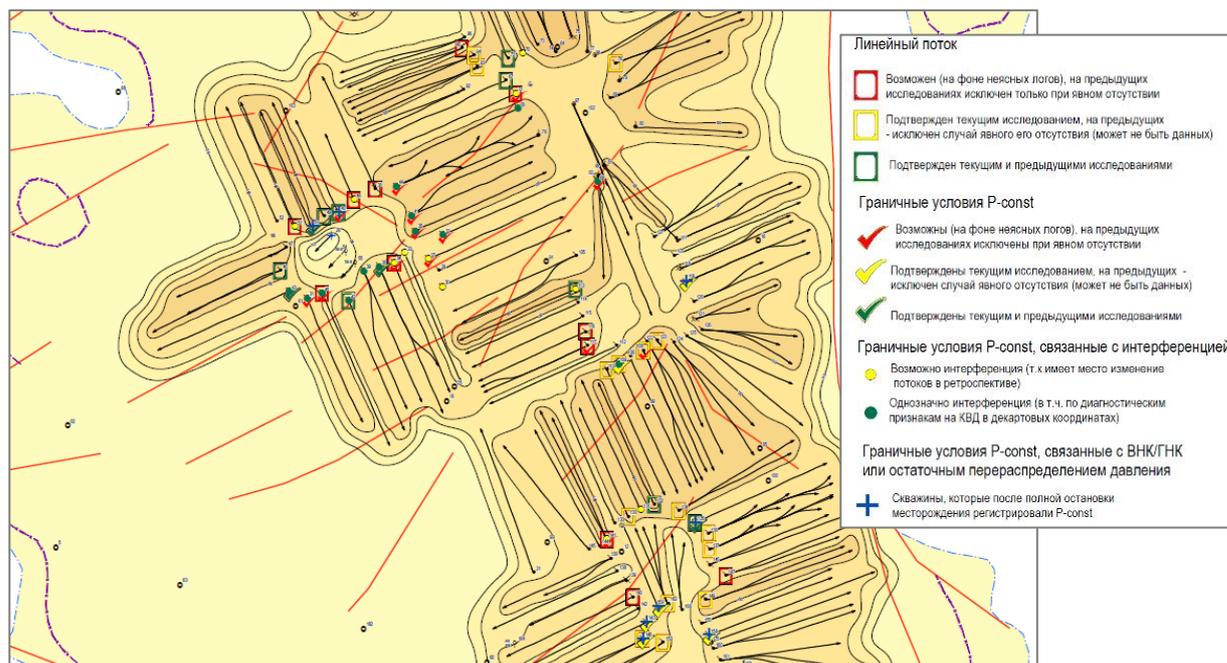


Рис. 3. Карта текущей разработки с классификацией диагностических признаков потоков

Анализ информации с целью выявления возможной связи наличия линейных потоков на билוגарифмических графиках КВД с наличием разломов на участках (выделенных по сейсмике) в «классическом представлении» не прослеживается. Линейные потоки диагностируются в широком спектре [2, 3]: и там, где разломов не выявлено рядом, и там, где они есть, и там, где они пересекают скважины.

Стоит отметить, что ситуация, когда выделенные по сейсмике разломы пересекают ствол скважин поперек или под «тупым углом», картографически, в данном случае, преобладает. Как теоретически должна была бы отображаться система на билогарифмическом графике, если бы данные разломы были непроницаемыми, требует доизучения путем решения прямой задачи на гидродинамической модели (ГДМ).

Сопоставление с результатами промыслово-геофизических исследований

Немаловажная информация получена после проведения промыслово-геофизичес-

ких исследований (ПГИ) на скв. №XXX. Исследования проведены при работе электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) многодатчиковой онлайн аппаратурой в комплексе со спектральной шумометрией. Доставка приборов на забой осуществлялась на скважинном тракторе. По полученным данным основной приток воды получен в интервалах 2161,5–2184 м и 2338–2362 м (ориентировочно, около 85–90%). По данным спектральной шумометрии, в интервале 2339–2345 м регистрируется акустический сигнал, характерный для высокопроводящего канала (трещина/разлом). В фоновом режиме в указанных интервалах сохраняются аномалии разогрева (0,1–0,15 °С), возможно, связанные с длительной отработкой скважины или притоком более теплой жидкости снизу (возможно, с ВНК). Работа остального ствола оценивается в 10–15%. По методам состава регистрируется скопление углеводородов в стволе скважины. Выше глубины 2362 м проявлений углеводородов в динамике не регистрируется, ввиду увеличения водосодержания (рис. 4).

По данным спектральной шумомерии, в интервале 1352–2157 м регистрируется шум, характерный для движения флюида по пласту; работа пласта выше глубины 2161,5 м по термометрии не оценивается из-за малой величины

температурных аномалий (вследствие слабой депрессии: давление на глубине 2000 м в фоновом режиме – 113,17 ат, при работе ЭЦН – 110,4 ат и 108,1 ат, в остановленной скважине – 111,9 ат).

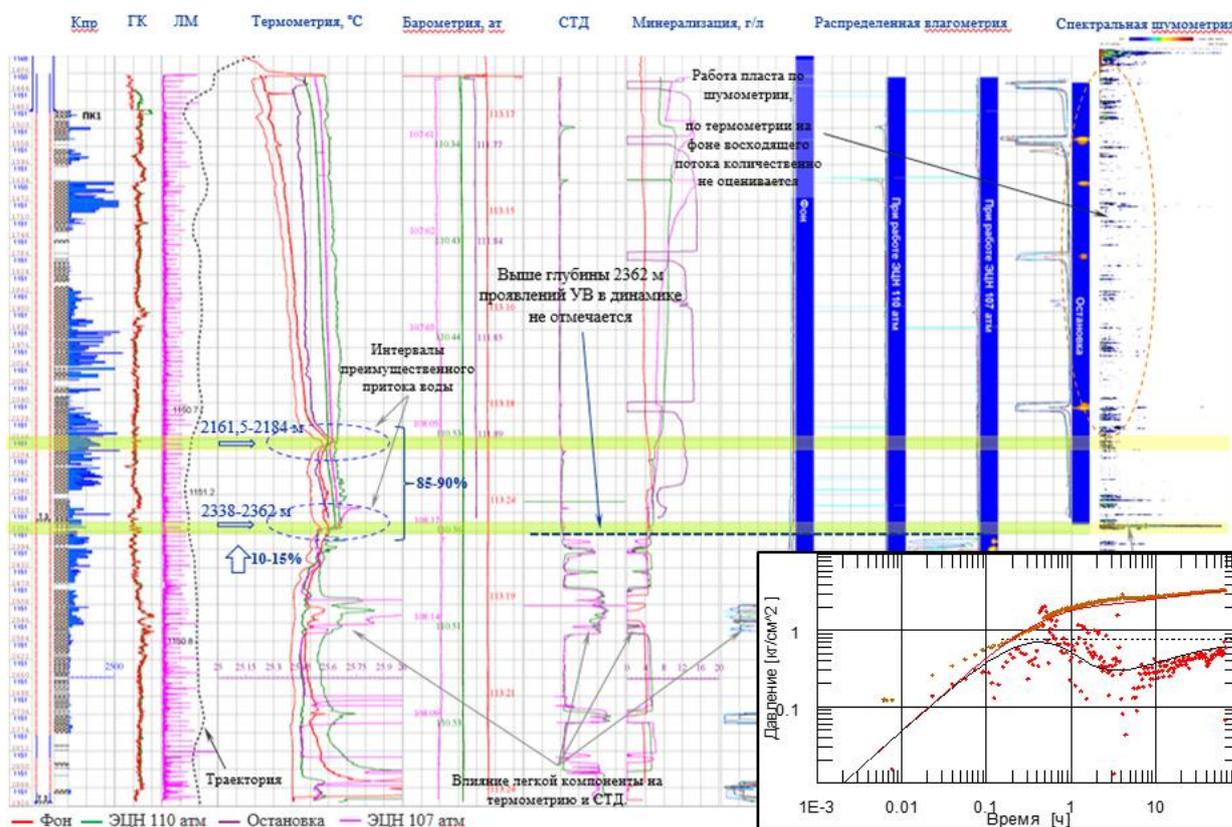


Рис. 4. Билогарифмический график КВД и планшет ПГИ по скв. №XXX

При более детальном рассмотрении района, на котором расположена данная скважина – Сегмент 1 (вариант с пересечением разлома под «тупым углом»), (см. рис. 5), отмечается тот факт, что практически все скважины, пересекающие разлом, диагностически имеют линейные потоки зеленого и красного уровня (условные обозначения см. на рис. 3).

Гипотетически можно предположить, что разлом в данном случае может быть связующим «каналом» между скважинами.

Рассматривая более масштабный аналогичный Сегмент 2 (вариант с пересечением разлома под «тупым углом»), (см. рис. 6), можно отметить, что практически все скважины, пересекающие разлом, диагностически имеют линейные потоки зеленого и желтого уровня, на скважинах, близких к границам соответствующего разлома [4] или не пересекающих его на краях, линейные потоки перестают преобладать. Что также соотносится с вышеизложенной гипотезой.

По проведенному ПГИ на скв. №ZZZ, при давлении на глубине 1800 м в фоновом режиме – 108,58 ат, при работе ЭЦН – 104.84 ат и 104.80 ат, в кратковременно остановленной скважине – 107,56 ат., основной приток получен в интервале 3403–3430 м (ориентировочно 83%). По данным спектральной шумометрии, в интервале 3396–3431 м отмечаются широкополосные низкоамплитудные сигналы, характерные для движения жидкости по пласту. Также наблюдается работа пяточной части ствола в интервалах 1866–1902 м

и 2069–2102 м (суммарно от общего дебита получено до 17%). В фоновом режиме, в указанных выше интервалах, наблюдаются аномалии, связанные с работой коллекторов. По методам состава регистрируется скопление углеводородов, связанное с влиянием траектории ствола скважины, что приводит к скоплению застойной воды в понижениях ствола, газа и нефти – в повышениях.

При этом на билогарифмическом графике КВД (рис. 7) по данной скважине линейный поток не диагностируется.

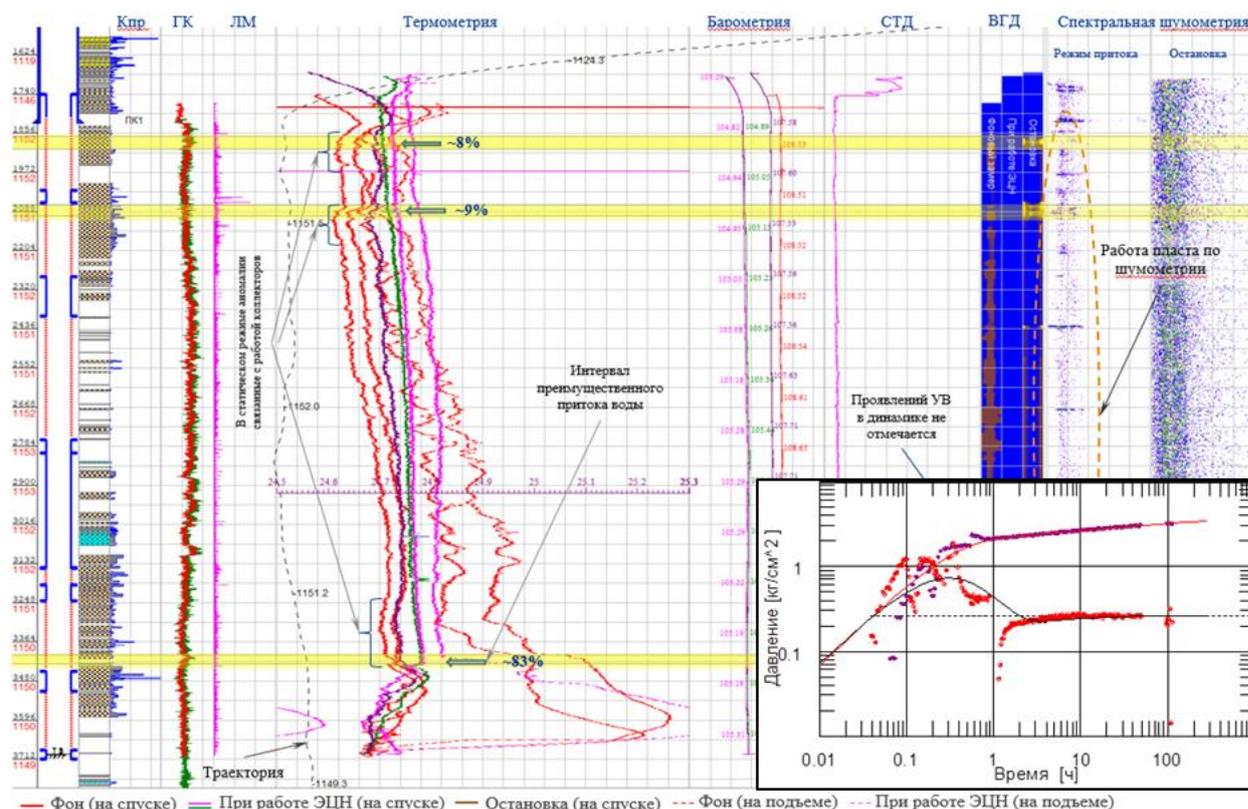


Рис. 7. Билогарифмический график КВД и планшет ПГИ по скв. №ZZZ

Рассматривая положение скважины на карте (Сегмент 3), см. рис. 8, видим, что разломы скважина не пересекает, и более того, они отсутствуют в непосредственной близости от рассматриваемого района.

При этом через ряд линейные потоки прослеживаются на соседних скважинах, также не пересекающих разломы и не находящихся в непосредственной близости от них.

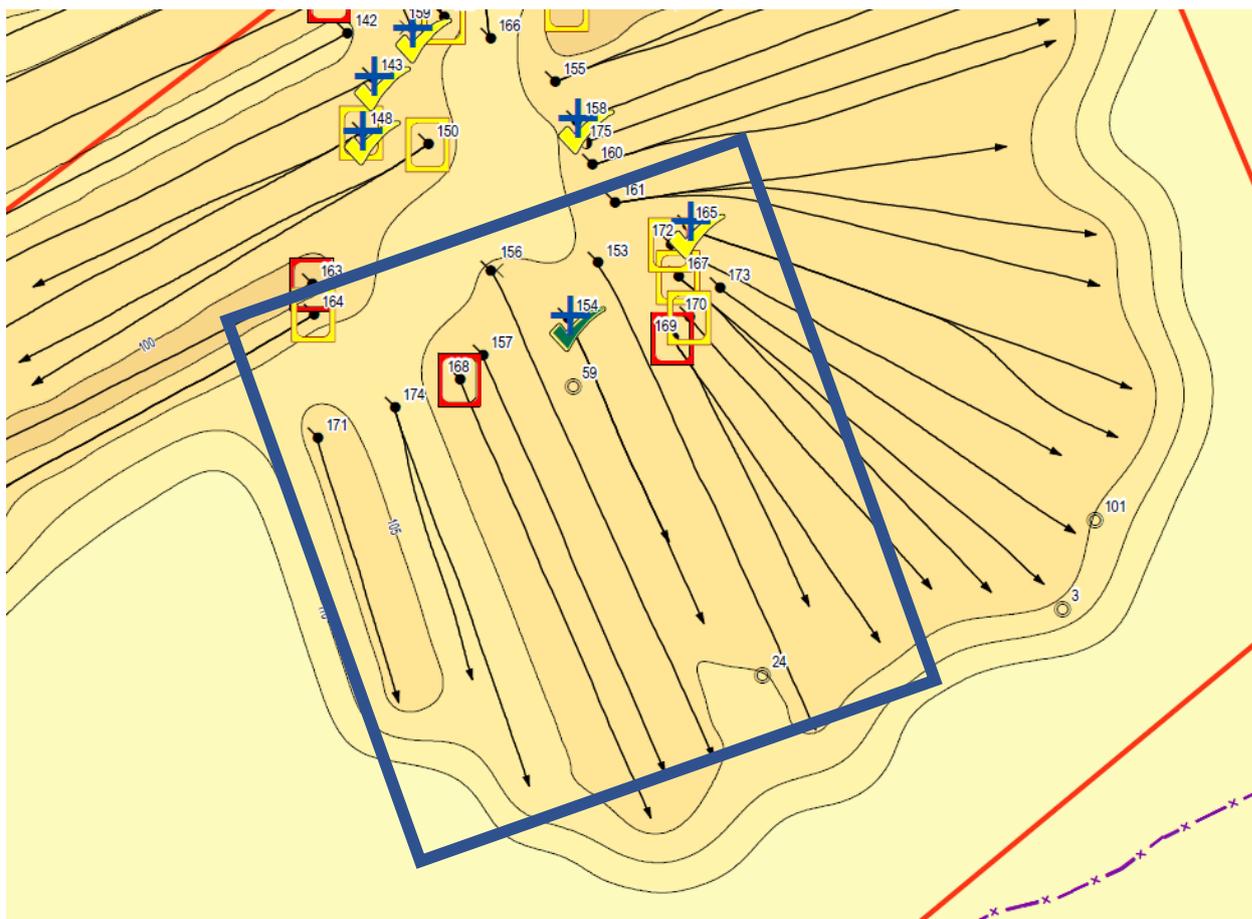


Рис. 8. Сегмент 3 (район скв. №ZZZ). Вариант с отсутствием разломов (условные обозначения см. на рис. 3)

Рассматривая вариант с пересечением разлома под «острым углом» (сегмент 4), см. рис. 9, отмечается, что практически все скважины, пересекающие разлом и находящиеся рядом с ним, диагностически не имеют явных признаков линейных потоков.

Проведенный анализ полученной информации свидетельствует о необходимости более качественного подхода

к проведению исследований с целью повышения достоверности выдаваемого конечного результата при проведении точечных и площадных комплексных анализов гидродинамических исследований скважин (ГДИС). И особенно остро данный вопрос стоит именно на залежах данного типа (нефтегазовые оторочки), которые в последнее время активно вводятся в эксплуатацию.

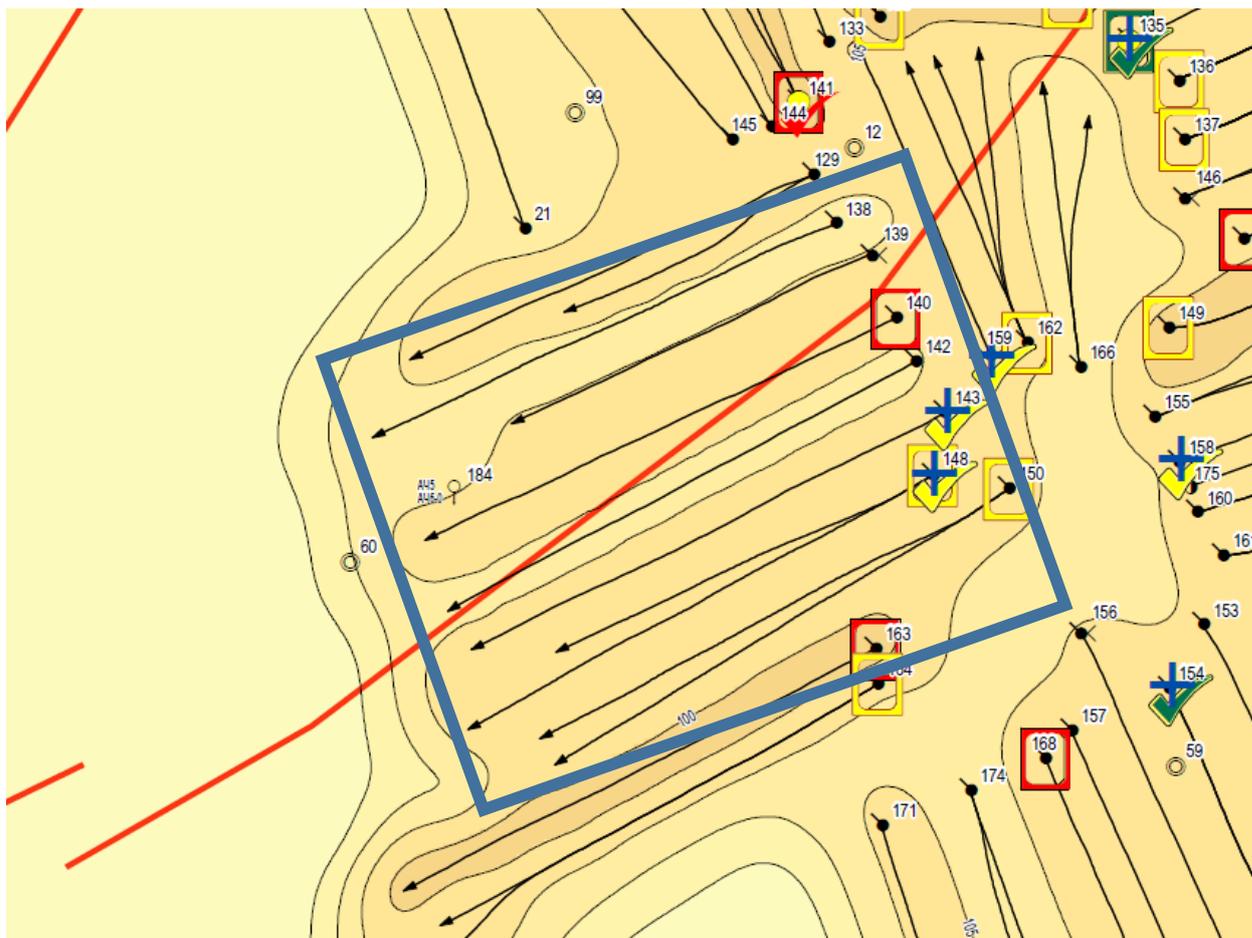


Рис. 9. Сегмент 4 (район скв. №XXX). Вариант с пересечением разлома под острым углом (условные обозначения см. на рис. 3)

Способы повышения качества получаемой информации

Повышение устойчивости получаемых решений, от которых зависит эффективность разработки объекта, возможно, применяя как простые, так и достаточно сложные подходы, технологии, компоновки и т. д.

Суть подхода заключается в установке нескольких датчиков давления (ТМС, манометров) на разных глубинах для оценки фактической плотности флюида между датчиками (использование ее для корректного пересчета забойного и пластового давления на ВНК, кровлю интервала перфорации (ИП) и т. д.), при

условии спуска нижнего манометра ниже глубины датчика ТМС, находящегося на ЭЦН (как можно ближе к кровле ИП), для минимизации искажения самой кривой и возможности ее интерпретировать с оценкой ФЕС пласта.

Ниже представлен пример такого рода исследований с изменением плотности флюида в стволе скважины при снятии КВД. При данном исследовании в скважину была спущена компоновка с байпасной системой Y-tool, на байпасе установлен ЭЦН, на прямом отводе – дополнительные насосно-компрессорные трубы с автономным манометром.

Как видно из рис. 10, тренды изменения давления на разных манометрах не согласуются в ходе обработки скважины. Это связано с тем, что вследствие большого количества газа изменяется фазовый состав флюида в стволе скважины. На основании кривых с нижнего и

верхнего манометров сделан вывод о неинформативности данных, полученных с датчика ТМС (забойное давление на режиме отбора выше, чем в последней точке КВД). Данные, полученные с верхнего манометра, пригодны для интерпретации.

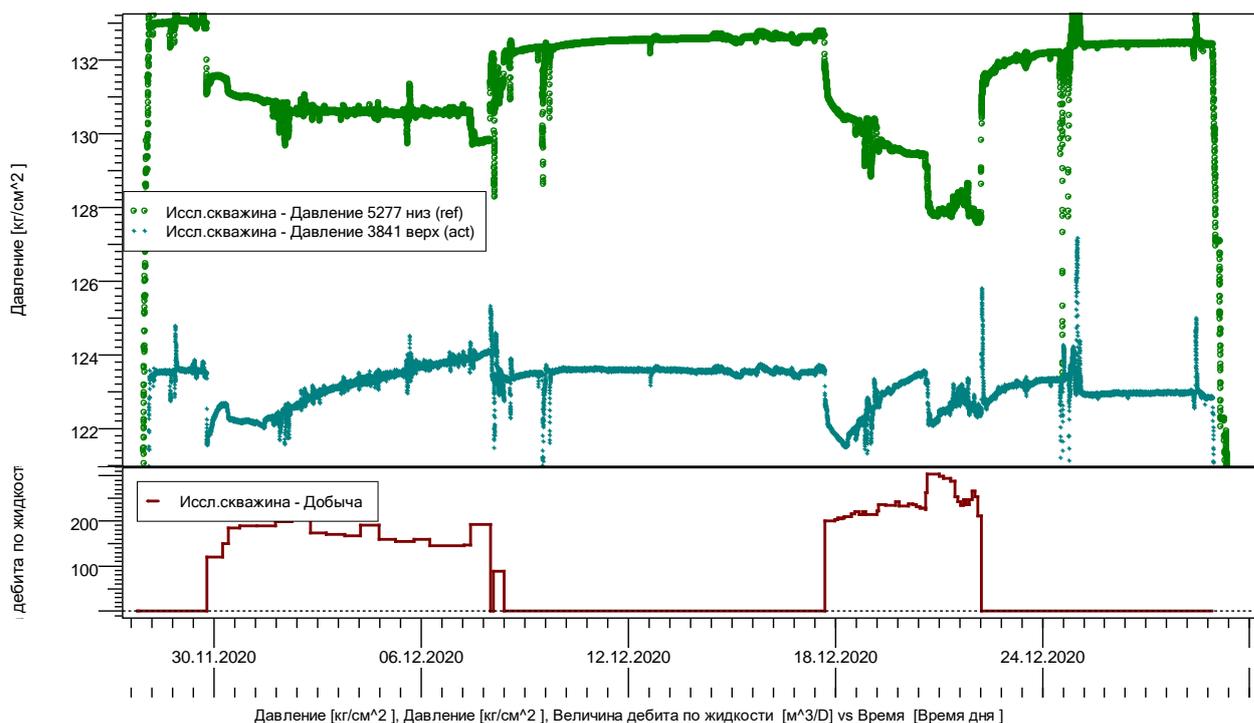


Рис. 10. Данные с датчика ТМС и автономного манометра, установленного ниже ТМС

По разнице давлений между манометрами оценена плотность флюида между манометрами, используемая при пересчете давления на ВДП. В ходе снятия КВД плотность стабильна, и составляет 0,842 г/см³. Это говорит о том, что в процессе восстановления давления пена отжимается и на глубине спуска насоса находится нефть. В ходе отработки скважины плотность изменяется в диапазоне от 0,842 до 0,487 г/см³. Плотность снижается в зависимости от газового фактора (рис. 11).

Аналогичен предыдущему пример компоновки с оптоволоконной системой постоянного мониторинга температуры и давления (МСПСК – многоточечная

система постоянного скважинного контроля), где стационарные датчики давления установлены в носочной и пяточной части горизонтального ствола скважины [5, 6].

В скважину для контроля и сравнения с данными, получаемыми системой МСПСК [7], на проволоке спущен автономный манометр. Регистрация остановок автономными манометрами не позволила провести интерпретацию полученного Рзаб с выдачей параметров ФЕС пласта, состояния призабойной зоны пласта, вследствие значительного влияния газовой составляющей в составе притока и невозможности спуска прибора на кровлю пласта.

Согласно прописанным эюграм, спущенный на проволоке термоманометр регистрирует Рзаб в газовой фазе, что вносит огромную погрешность при пересчете

пластового давления на кровлю/ВНК пласта. По полученным данным при записи КВД проведена лишь крайне грубая оценка Рпл. (рис. 12).

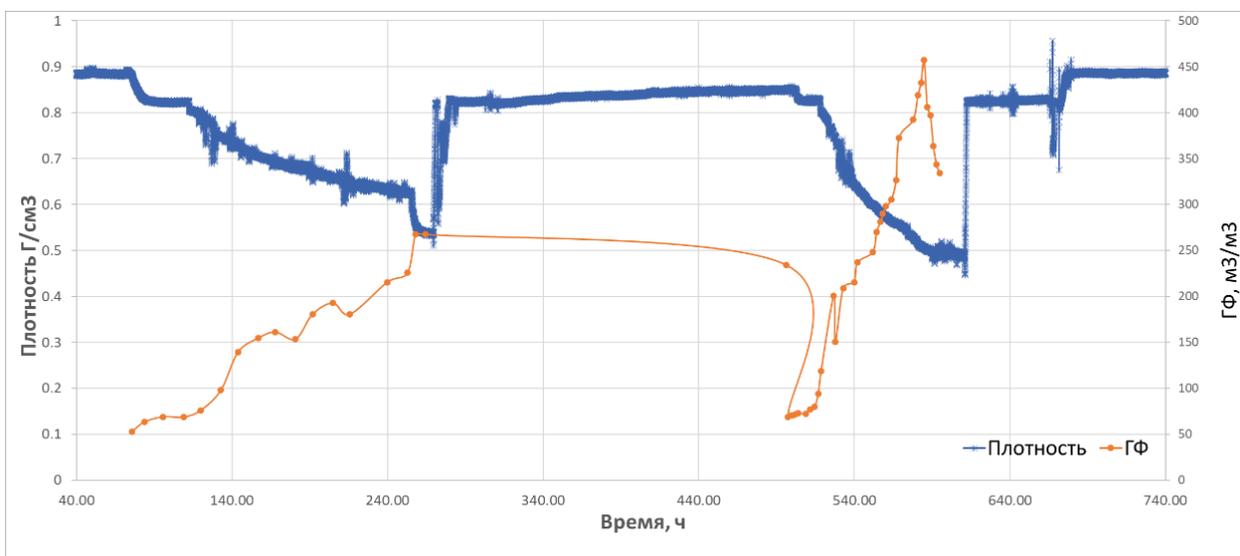


Рис. 11. Изменение плотности флюида между манометрами в процессе работы и после остановки

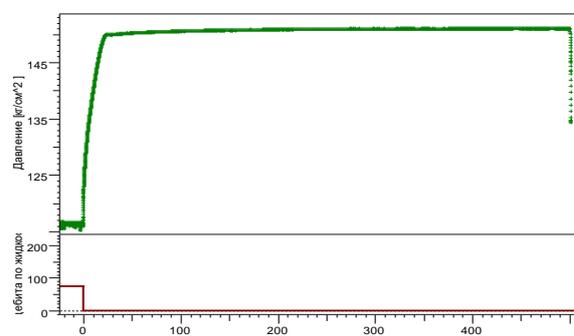
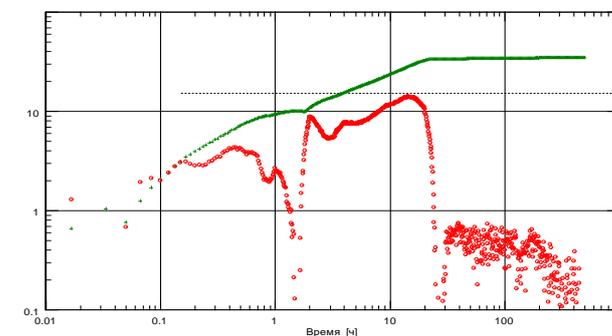


График данных (Давление [кг/см²], Величина дебита по жидкости [м³/Д] в зависим. от Время [ч])

а



Диагностический график : p-p@dt=0 и производная [кг/см²] в зависим. от dt [ч]

б

Рис. 12. Кривые давления, полученные с автономного манометра:
а – кривая давления в декартовых координатах;
б – кривая давления и производная в логарифмических координатах

По данным давления, полученным с перманентной системы телеметрии, можно выполнить оценку параметров пласта и однозначно оценить пластовое давление, в отличие от автономного манометра, находящегося выше по стволу.

На диагностическом графике отмечается отсутствие линейных потоков ввиду работы локальных участков ствола скважины, что неплохо согласуется с проведенными на скважине промыслово-геофизическими исследованиями [8] (рис. 13).

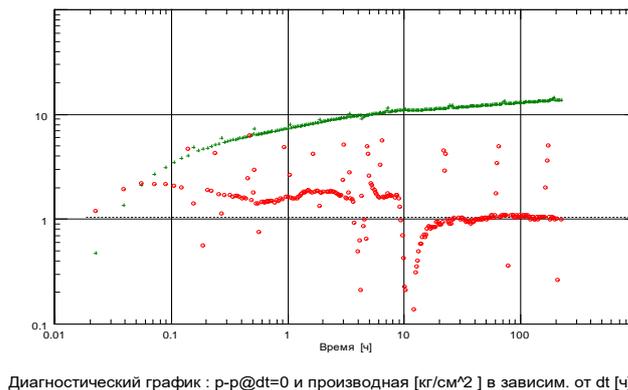
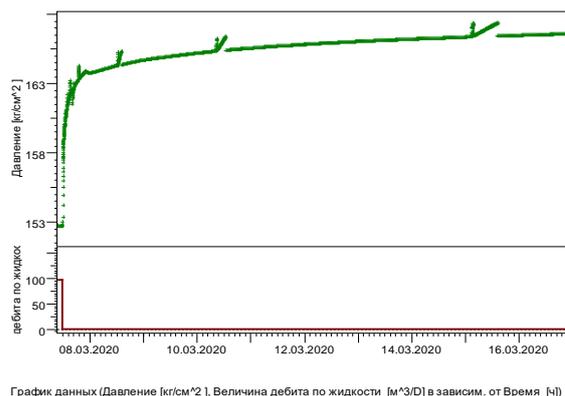


Рис. 13. Кривые давления, полученные с системы МСПСК:
 а – кривая давления в декартовых координатах;
 б – кривая давления и производная в логарифмических координатах

В данном вопросе ключевую роль, конечно же, играет экономическая целесообразность применения дорогостоящих оптоволоконных систем для длительного мониторинга забойного давления в скважинах.

Оптимальным видится организация мониторинга на месторождении по сети опорных скважин, доля которых в эксплуатационном фонде и размещение по площади должны быть обоснованы при планировании системы контроля разработки конкретного объекта.

Распределение опорных скважин стоит выполнять в зависимости от целей проводимых исследований, например:

- уточнение информации по геологическому строению;
- определение эффективности выбранного закачивания и системы разработки (достоверная оценка продуктивности, работающих длин стволов и т. п.);
- снятие неопределенностей в пересчете пластового давления на отметки ВНК/ГНК по всему объекту (уточнение плотности флюида в стволе скважины).

Также стоит рассматривать возможность проведения данных исследований в период опытно-промышленной разработки ввиду высокой степени влияния получаемой информации на дальнейшие принимаемые решения по проекту.

В процессе сбора статистики по проведенным исследованиям необходимо:

- выполнять анализ исследований с привязкой к площади месторождения, анализировать наличие или отсутствие систем потоков в зависимости от расположения и конструкций скважин;
- накапливать, сравнивать и анализировать данные по давлению, замеренному при помощи глубинных манометров и датчиков перманентных систем, для оценки возможности использования и оценки достоверности получаемой информации с глубинных манометров;
- использовать данные по давлению для составления и формализации методик, и получения зависимостей для возможной корректировки замеров с глубинных манометров и повышения качества пересчета давления на кровлю/ВНК пласта.

Заключение

Выполненный комплекс исследований позволил получить совокупное представление о системах потоков на скважинах в разных районах пласта. По части скважин выполнена оценка ФЕС, по части – ретроспективный анализ, что дает понимание о динамике изменения Рпл на конкретной скважине, относительное представление об изменении Рпл на скважинах участка. Произведена группировка скважин с выявленными типовыми диагностическими признаками и сделаны следующие выводы.

Влияние аквифера и газовой шапки ограничено и не позволяет поддерживать Рнач на участках разработки. Явно отмечается интерференционное взаимовлияние скважин.

На скважинах сохраняется неоднозначность влияния отклика от непроницаемого барьера или работы ствола. В районах, где разломов нет, а линейный поток на КВД есть, он связан с работой горизонтального ствола и позволяет оценить геометрию вскрытия.

На ряде участков с пересечением скважин разломом под тупым углом разлом представляет собой высокопроводящий канал, связывающий скважины.

Проведенный анализ позволяет специалистам смежных специальностей расширить представление о геологическом строении разрабатываемого объекта, получать меньший диапазон неопределенностей при проведении моделирования и принятия решений при разработке месторождения.

Рекомендации

1. Требуется решение прямой задачи на гидродинамической модели

для полного представления возможного влияния неопределенностей (наличие ГНК/ВНК, возможные разломы, каналы, интерференция, высокий газовый фактор и т. д.) на диагностику потоков при исследовании (КВД).

2. Проведение и планирование ПГИ на скважинах одного участка для подтверждения результатов и гипотез, полученных по данным ГДИС.

3. Выполнение специального исследования – Гидропрослушивание (Импульсно-кодовое гидропрослушивание/Мультискважинный ретроспективный тест) для определения наличия/отсутствия связи между скважинами, между которыми имеется разлом.

4. Снижение погрешности при пересчете Рпл с глубины замера на кровлю интервал перфорации/ВНК может быть произведено посредством следующих мероприятий:

- установка датчика давления как можно ближе к интервалу перфорации;

- применение систем долговременного мониторинга Рзаб, установленных на забое;

- при эксплуатации скважины фонтаном, спуск в работающую скважину/подъем приборов в конце снятия КВД выполнять с поинтервальными остановками для оценки границы раздела фаз/расчет плотности;

- в конце цикла снятия КВД выполнять стравливание давления и контролировать уровень флюида в стволе скважины;

- установка двух регистрирующих устройств на различных глубинах, и/или применение соответствующих компоновок;

– сбор и анализ данных по изменению плотности флюида в стволе остановленной скважины по ГДИС и ПГИ.

5. Повышение требований к планированию и проведению ПГИ:

– в обязательном порядке перед проведением исследования необходимо провести нормализацию забоя. При промывке выполняется спуск промывочного оборудования до максимальной глубины с циркуляцией, до полного выноса неоднородной жидкости, так как от подготовки ствола скважины зависит качество данных (порой из-за недобросовестного отношения к данной задаче комплекс работ прекращается на этапе спуско-подъемных операций с оборудованием – проектная глубина

не достигается геофизическими приборами), или происходит искажение фактических данных;

– перед исследованиями крайне желательна отработка скважины для полного выноса задавленной жидкости;

– следует выполнять исследования на установившемся режиме работы скважины и на максимальной депрессии, чтобы выделить интервалы притока;

– для выделения притока жидкости (воды) необходимо выполнить замеры на переходных режимах (статика-динамика).

Соответствующий комплекс мероприятий позволит сузить диапазон получаемых неоднозначностей и повысить качество принимаемых решений по контролю разработки месторождения.

Литература

1. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н.* Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2009. № 5. С. 52–57.

2. *Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., Melnikov S.I.* Monitoring technology of co-mingled tight play development with hydraulic fractures // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE 161970-MS. <https://doi.org/10.2118/161970-MS>

3. *Valiullin R., Sharafutdinov R., Ramazanov A.* et al. Investigation of temperature field in the formations by hydraulic fracture // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187748-MS. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>

4. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.

5. *Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р.* и др. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7, № 1. С. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>

6. *Ipatov A.I., Nemirovitch G.M., Nikolaev M.N.* et al. Multiphase inflow quantification for horizontal wells based on high-sensitivity spectral noise logging and temperature modelling // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181984-MS. <https://doi.org/10.2118/181984-MS>

7. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С.* и др. Мониторинг выработки коллектора в горизонтальных стволах по результатам нестационарной термометрии распределенными оптоволоконными датчиками // *ПРОнефть. Профессионально о нефти.* 2021. Т. 6, № 4. С. 81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91>

8. *Баженов Д.Ю., Артамонов А.А., Шорохов А.Н.* и др. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» // *Нефтяное хозяйство.* 2016. № 12. С. 52–55.

Complex analysis and solutions of well testing problems on oil rims

A.S. Zykov*, A.A. Ridel, M.V. Kolesnikov, R.A. Garifullina, S.A. Perevalova

Gazpromneft Science & Technology Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: *Zykov.ase@gazpromneft-ntc.ru

Abstract. The article highlights the issues of well testing and interpretation of data on oil and gas rim wells. Under these conditions, obtaining information about the operation of the reservoir, monitoring and managing the development is extremely urgent and at the same time difficult task. The necessity of combining the results of well testing and production logging tests in order to obtain a broader understanding of the object and its work is shown, as well as the need to implement an integrated approach to the interpretation and analysis of well testing data at complex development objects. The problems and complications arising during well testing are considered.

Keywords: horizontal wells, horizontal multihole wells, pressure derivative, well testing, production logging tests, filtration flows, abnormal pressure increase, seismic faults.

Citation: Zykov A.S., Ridel A.A., Kolesnikov M.V., Garifullina R.A., Perevalova S.A. Complex analysis and solutions of well testing problems on oil rims // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 141–158. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art9> (In Russ.).

References

1. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N.* Modern well-test technologies and rise of their importance for field development // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2009. No. 5. P. 52–57. (In Russ.).
2. *Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., Melnikov S.I.* Monitoring technology of co-mingled tight play development with hydraulic fractures // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia 16–18 October 2012. Paper SPE 161970-MS. <https://doi.org/10.2118/161970-MS>
3. *Valiullin R., Sharafutdinov R., Ramazanov A.* et al. Investigation of temperature field in the formations by hydraulic fracture // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187748-MS. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>
4. *Kremenetsky M.I., Ipatov A.I.* Application of field development surveillance to optimize the development of oil and gas fields: In 2 vols. Vol. 2. The role of well testing and production logging in reservoir development. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 756 p. (In Russ.).
5. *Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R.* et al. Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies // PROneft. Professionally about Oil. 2022. Vol. 7, No. 1. P. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109> (In Russ.).
6. *Ipatov A.I., Nemirovitch G.M., Nikolaev M.N.* et al. Multiphase inflow quantification for horizontal wells based on high-sensitivity spectral noise logging and temperature modelling // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181984-MS. <https://doi.org/10.2118/181984-MS>

7. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I.S.* et al. Horizontal wellbore production profile evaluation by distributed fiber-optic temperature surveillance // PROneft. Professionally about Oil. 2021. Vol. 6, No. 4. P. 81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91> (In Russ.).

8. *Bazhenov D.Yu., Artamonov A.A., Shorohov A.N.* et al. Integration of the results of well test analysis and production log tests studies on the example of an oil-gas-condensate field of Gazprom Neft PJSC // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 12. P. 52–55. (In Russ.).