

Идентификация типа пластового флюида по результатам интерпретации гидродинамических исследований разведочных скважин

А.Г. Козубовский

гл. специалист управления промысловой геофизики и гидродинамических исследований скважин¹
KozubovskiiAG@tmn.lukoil.com

Т.В. Кузьмина

зав. лабораторией анализа, планирования и мониторинга отдела гидродинамических исследований скважин¹
KuzminaTV@tmn.lukoil.com

А.Д. Ефимов

начальник управления промысловой геофизики и гидродинамических исследований скважин¹
EfimovAD@tmn.lukoil.com

Д.Г. Фатеев

зав. лабораторией анализа разработки ачимовских залежей²
fateev@tngg.ru

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

«КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

²ООО «ТюменьНИИГипрогаз», Тюмень, Россия

В работе рассмотрена процедура идентификации типа пластового флюида при анализе кривых восстановления давления, интерпретированных по алгоритму композитной модели. Использовать процедуру предполагается для оперативной оценки типа пластового флюида на стадии поисково-разведочных работ.

Материалы и методы

Авторами, посредством моделирования композитных пластов, охарактеризованных двумя зонами с различными свойствами пластового флюида, выявлена взаимосвязь между соотношением уклонов m_2/m_1 (Slope Ratio) соответствующих прямолинейных участков на кривой восстановления забойного давления во времени (КВД) и параметром M/D (Specific Storage Ratio, $(\Delta \rho_{ct})/(\Delta \rho_{ct})_2$). Итоговый объем интерпретационных моделей составил 54 варианта.

Ключевые слова

газогидродинамические исследования, оценка типа флюида, композитная модель, интерпретация ГДИ, давление насыщения

По мере смещения акцентов поиска перспективных в плане нефтегазонасыщения объектов на глубине свыше 3500 м, в открываемых залежах возрастает доля низко проницаемых коллекторов, насыщенных флюидами с высокой концентрацией: с одной стороны, жидких углеводородов группы C_{5+} для газоконденсатных систем и, с другой — летучих, для нефтяных. В области повышенных пластовых давлений и температур для данных флюидов их физико-химические свойства сближаются, происходит нивелирование различий между ними [1, 2, 3 и др]. Отмеченное обстоятельство является источником неопределенности в оценках фазового состояния и поведения таких природных углеводородных газожидкостных композиций.

При подготовке исходной информации о свойствах пластовых флюидов на этапе разведки месторождений в научно-производственной практике широко используется накопленный на сегодняшний день отечественный и зарубежный опыт применения методов диагностирования вида насыщения залежей [4, 5, 9 и др].

Рассматриваемые методы достаточно хорошо зарекомендовали себя для условий залегающих залежей до глубин 3500 м. На больших глубинах, различия в свойствах нефти и газоконденсатных систем становятся менее явными, вследствие чего получение однозначной оценки отличия углеводородов по их фазовому состоянию применяемыми традиционными приемами распознавания типа флюида представляется весьма проблематичным.

Нефтяные системы с высоким газосодержанием в отечественной практике принято называть нефтями «переходного состояния» [10]. Зарубежными аналогами данной формулировки являются такие определения как «летучая нефть» [6] или «около критическая» нефть [7]. Газоконденсатные системы, в которых увеличение доли C_{5+} ведет к снижению давления начала конденсации, специалистами идентифицируются тоже как «околокритические» [1].

Используемая терминология обусловлена фактом существования рассматриваемых углеводородных композиций в области переходной зоны между жидкостью и газом в непосредственной близости от критической точки на P-T диаграмме.

Данная особенность фазового поведения существенным образом влияет на режим фильтрации газожидкостной смеси в пористой среде. Состояние же флюида в пласте и на забое, в свою очередь, в значительной степени определяет степень кондиционности отбираемых проб.

При опробовании высокопористых и высокопроницаемых коллекторов существует

возможность использовать запас недонасыщенности систем и производить работы в диапазоне давлений, позволяющих сохранять флюид в однофазном состоянии.

В этом случае для «летучей» нефти отбор глубинных образцов без проблем производится непосредственно у перфорированного интервала.

В недонасыщенных газоконденсатных пластах, для условий превышения забойного давления ($P_{заб}$) над давлением начала конденсации ($P_{н,к}$), флюид в ствол скважины поступает тоже в гомогенном, газовом состоянии. В процессе подъема газожидкостной смеси по лифтовым трубам давление в них может снизиться ниже давления в точке росы. Поэтому к скорости восходящего потока газа у «башмака» НКТ предъявляется дополнительное требование — она должна быть не менее критической величины $V_{кр}$, при которой обеспечивается полный и равномерный вынос из скважины капельной жидкости [8].

Совершенно иная ситуация имеет место при испытании объектов с околокритическими флюидами в условиях их непредельного или предельного насыщения в низко проницаемых резервуарах.

В разведочных скважинах для достоверной коммерческой оценки потенциальных возможностей открытых залежей в части добычи из них нефти или газа стремятся получать устойчивые промышленные дебиты углеводородов, насыщающих пористую среду. В коллекторах с низкими фильтрационными характеристиками достичь этого возможно только при создании высоких депрессий на пласт. При этом на момент проведения газогидродинамических исследований вблизи ствола скважины уже может иметь место область с давлением, меньшим давления фазового перехода, сформированная на стадии вызова притока из объекта опробования. Комплекс технологических операций по отработке скважины на режимах в процессе исследований, реализуемый при условии $P_{заб} < P_{ф,н}$ способствует расширению указанной области, в которой присутствует одновременная фильтрация газа и жидкости. Данный факт представляет собой источник серьезных отклонений в определяемых по отобраным пробам флюида соотношений «газ-нефть», как в меньшую, так и в большую сторону от их истинных значений.

Искажение состава отбираемого пластового флюида, а, следовательно, и его свойств, начинает происходить уже в прискважинной области коллектора и продолжается в стволе скважины и наземных коммуникациях. Как следствие, извлекаемая на поверхность углеводородная газожидкостная композиция имеет смещенные оценки физико-химических характеристик по отношению к их естественным значениям.

Поскольку неоднозначность определенных свойств анализируемой пробы смеси предопределяет неоднозначность выводов о типе флюида, то для данной цели, на наш взгляд, целесообразным и привлекательным видится использование таких методов, которые позволяли бы осуществлять подобные оценки без привлечения информации о соответствующих параметрах жидкостей и газов.

Существенным потенциалом для решения проблемы в такой постановке обладают методы зондирования пласта гидродинамическими исследованиями (ГДИ) на нестационарных режимах фильтрации. Суть зондирования сводится к возмущению стационарного состояния пласта и изучению реакции пласта на это возмущение. Характер изменения давления во времени отражается в виде кривых восстановления давления (КВД).

В процедуре идентификации типа флюида предлагается исходить из факта отличия отклика давления на изменение стационарного состояния пластовой системы в условиях фильтрации газоконденсатной смеси от аналогичного параметра для случая движения в пористой среде летучей нефти.

Различие обусловлено появлением латеральной специфики характера насыщения коллектора по фазе, в состоянии которой флюид находится при начальных термобарических условиях существования залежи. Например, если взять за основу сравнения жидкую фазу нефтяной залежи, S_{o0} , то распределение насыщенности по ней, в зависимости от расстояния до стенки забоя скважины будет противоположно в тенденциях изменения (увеличение, уменьшение) в сравнении с подобным профилем S_{o0} для условий газоконденсатного пласта. То же самое справедливо и для газовой фазы.

Такое проявление изменения термодинамического состояния пластовых систем в процессе притока многокомпонентной углеводородной смеси к скважине в режиме, когда пластовое давление в зоне фильтрации ниже давления фазового перехода подтверждено многочисленными исследованиями как отечественных, так и зарубежных специалистов (рис. 1) [11, 12, 13 и др].

Из рис. 1 следует, что за время отбора углеводородного сырья из скважины, для анализируемых условий притока, вокруг нее, как уже было отмечено ранее, формируются области с различным насыщением и различными свойствами флюидов. В настоящее время интерпретация ГДИ для таких случаев предусматривает привлечение

достаточно эффективных аналитических решений, которые принято называть композитными (составными) моделями [16].

При моделировании композитной системы предполагается, что в пределах каждой области свойства флюида остаются постоянными, но резко меняются на поверхности раздела. По результатам интерпретации, оценивается соотношение подвижностей M и соотношение коэффициентов пьезопроводности D [16].

$$M = (k/\mu)_1 / (k/\mu)_2 \quad (1)$$

где, k — проницаемость; μ — вязкость; ct — сжимаемость; \varnothing — пористость; $1, 2, \dots, n$ — индексы выделенных зон.

$$D = (k/\varnothing\mu c)_{1j} / (k/\varnothing\mu c)_{2j} \quad (2)$$

$$M/D = (\varnothing\mu c)_{1j} / (\varnothing\mu c)_{2j} \quad (3)$$

Из выражения 3 видно, что объединение параметров M и D в виде комплекса M/D представляет собой меру различия в упругости пластовой системы в смежных зонах, в рассматриваемом случае 1 и 2. При равенстве комплекса единице и неизменности k, μ, \varnothing , расхождения в свойствах отсутствуют, так как флюид находится в однофазном состоянии.

В условиях совместной фильтрации жидкости и газа к забою скважины, после ее останова импульс возмущения давления последовательно проходит через области с изменяющимся соотношением сосуществующих в пористой среде фаз. Для анализируемых профилей насыщенности (рис. 1), исходя из очевидных физических представлений, можно полагать, что применительно к нефти, комплекс M/D должен быть больше единицы, в отношении газоконденсатных систем, справедливо противоположное утверждение.

Интерпретация КВД подразумевает обязательное использование в расчетах значений свойств коллектора и физико-химических характеристик, насыщающих пористую среду углеводородов. Поэтому результаты вычислений таких комплексных параметров, как гидропроводность и пьезопроводность, а, следовательно, и M/D , будут обусловлены указанными показателями, что естественно. В рассматриваемой ситуации интерпретатор изначально попросту не располагает сведениями о типе флюида, и, следовательно, не может аргументированно привлекать численные определения его свойств для

производства соответствующих оценок.

Не позволяет однозначно распознавать характерные признаки для решения проблемы и визуальная диагностика КВД, хотя сопоставление рассчитанных по композитным моделям гипотетических кривых для газоконденсатных и нефтяных систем дает основание утверждать, что их конфигурация в нюансах различна. Однако, в силу того, что уровень и интенсивность различия зависит от конкретных характеристик флюида и емкостной среды в системе «пласт-скважина» на момент проведения исследований, данный фактор проявляет себя в самом широком диапазоне возможных форм и значений, от рельефного выражения до полного отсутствия. В результате, в практической деятельности, когда интерпретатор, по понятным причинам, располагает только кривой одного вида, без базы сравнения, сделать однозначное и убедительное заключение о типе залежи исходя лишь из формы КВД (или формы ее производной) не представляется возможным, особенно для условий низкопроницаемых коллекторов. Иллюстрация подобного случая представлена на рис. 2.

Суть рассмотренных выше обстоятельств определяет конкретизацию требований к критерию идентификации типа флюида, оцениваемому по данным исследований нестационарной фильтрации. На наш взгляд, они должны отражать следующие обязательные атрибуты:

- численное значение критерия;
- вычисление критерия на основе показателей, характеризующих специфику изменения забойного давления во времени в закрытой скважине без использования информации о свойствах флюида: плотности, вязкости, газовом факторе, объеме коэффициенты и т.д.

Для реализации обозначенного подхода к решению рассматриваемой проблемы, в качестве основы предлагается использовать представленные в работе [14] результаты анализа кривых падения давления в водо- и газо-нагнетательных скважинах. Авторами, посредством моделирования композитных пластов, охарактеризованных двумя зонами с различными свойствами флюида, выявлена взаимосвязь между соотношением уклонов m_1/m_2 [по источнику Slope Ratio] соответствующих прямолинейных участков на кривой изменения забойного давления во времени и параметром M/D [по источнику Specific Storage Ratio, $(\varnothing ct)_1 / (\varnothing ct)_2$]. Расчеты выполнены в широком диапазоне изменения параметра M [по источнику Mobility Ratio].

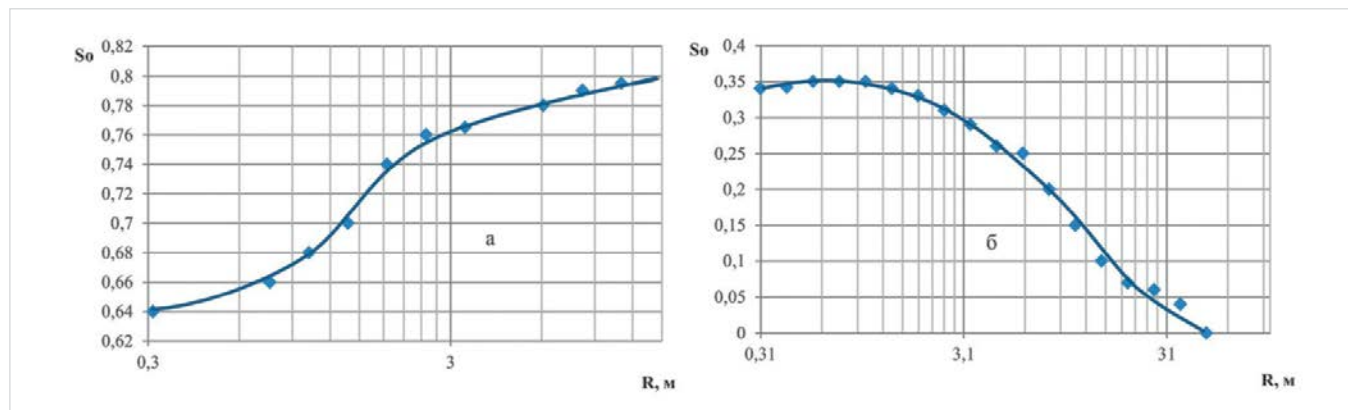


Рис. 1 – Профили насыщенности а) нефть, б) конденсат

Полученная связь $m_2/m_1 = f((\text{Oct})_1/(\text{Oct})_2)$ представляет собой совокупность кривых, ранжированных по величине значения комплекса Mobility Ratio в интервале его изменения от 0,5 до 10.

С целью адаптации данного алгоритма к анализируемым условиям, для скважин, осуществляющих добычу флюидов околоскритического состояния, была сформирована исходная выборка из численных интерпретационных моделей процесса исследования двухзонных композитных пластов методом восстановления давления. Изучалась возможность применимости подобной схемы вычислений для ситуаций, когда зональная неоднородность характеристик флюидальных систем обусловлена проявлением фазовых превращений в них при фильтрации к забою скважин.

Все расчеты выполнены в программном комплексе Saphir для условий скважины, расположенной в центре идеализированной круглой залежи. По высоте залежи модель представлена эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта.

В процессе моделирования осуществлялась имитация эксплуатации скважины по следующей схеме:

- режим отбора пластового флюида при забойных давлениях ниже давления фазового перехода;
- закрытие скважины на КВД.

Дифференциация ФЕС коллектора и физико-химических свойств флюидов контролировались набором из шести факторов. При этом каждый фактор задавался в виде трех уровней вариации его значений.

Для объектов с нефтяным насыщением в качестве влияющих факторов были определены следующие переменные:

X_1 — степень недонасыщенности системы при диапазонах заданного изменения на каждом из трех уровней: $0.7 \leq x_1^1 \leq 0.8$, $0.81 < x_1^2 \leq 0.9$ и $0.91 < x_1^3 \leq 1$;

X_2 — проницаемость, мД: $2 \leq x_2^1 \leq 5$, $5.1 \leq x_2^2 \leq 10$ и $11 \leq x_2^3 \leq 15$;

X_3 — газовый фактор, м³/м³: $500 \leq x_3^1 \leq 700$, $701 \leq x_3^2 \leq 900$ и $901 \leq x_3^3 \leq 1200$;

X_4 — пористость, д.е.: $0.12 \leq x_4^1 \leq 0.14$, $0.141 \leq x_4^2 \leq 0.15$ и $0.151 \leq x_4^3 \leq 0.16$;

X_5 — критическая насыщенность по газу, д.е.: $0 \leq x_5^1 \leq 0.1$, $0.11 \leq x_5^2 \leq 0.2$ и $0.21 \leq x_5^3 \leq 0.25$;

X_6 — эффективная нефтенасыщенная толщина, м: $2 \leq x_6^1 \leq 4$, $4.1 \leq x_6^2 \leq 8$ и $8.1 \leq x_6^3 \leq 15$.

Для объектов с газоконденсатным насыщением факторы X_2 , X_4 , X_6 оставлены без изменений. Факторы X_1 , X_3 и X_5 трансформированы и закреплены в следующем виде:

X_1 — давление начала конденсации, МПа: $25.0 \leq x_1^1 \leq 30.0$, $30.1 < x_1^2 \leq 35.0$ и $35.1 < x_1^3 \leq 40.0$;

X_3 — потенциальное содержание углеводородов группы C_{3+} в пластовой смеси, г/м³: $400 \leq x_3^1 \leq 600$, $601 \leq x_3^2 \leq 800$ и $801 \leq x_3^3 \leq 1100$;

X_5 — критическая насыщенность по конденсату, д.е.: $0 \leq x_5^1 \leq 0.15$, $0.151 \leq x_5^2 \leq 0.25$ и $0.251 \leq x_5^3 \leq 0.35$.

Выполняемый анализ представляет собой многофакторное исследование. Для осуществления полномасштабного факторного эксперимента при заявленном количестве факторов (6) и уровней их изменения (3) необходимо исполнить по 729 (3⁶) вариантов вычислений для каждого типа флюида и, следовательно, всего 1458. Практическое создание такого объема моделей, возможно, но нецелесообразно, так как сопряжено со значительными временными и ресурсными затратами. В таких ситуациях прибегают к использованию приемов, позволяющих сократить число возможных сочетаний получаемых выходных оценок. Одним из них является метод рационального планирования экспериментов. Особенность метода состоит в том, что на основе минимального числа опытов выявляют общие закономерности в пределах заданного изменения каждого фактора. Достигается это тем, что каждый эксперимент отличается от остальных неповторяющимся сочетанием выбранных параметров. При числе факторов более двух, широкое применение получил метод комбинационного квадрата, который и был использован авторами. Составленный для данных конкретных условий квадрат, представлен на рис. 3. Он сформирован таким образом, чтобы ни в одной строке и ни в одном столбце не было повторных сочетаний. Проведение вычислений в соответствии с комбинациями исходных переменных в закрашенных клетках обеспечивает выполнение минимизации расчетов. Как видно из рис. 3, для одного квадрата таких клеток 27, следовательно, итоговый объем интерпретационных моделей составит 54 варианта вместо 1458.

При проведении расчетов, в качестве выходных параметров фиксировались значения комплексов M , D и их отношение, т.е. M/D . Кроме этого, на сгенерированных кривых восстановления давления, в полулогарифмических координатах « $P_{\text{заб}} - \ln$ (безразмерное время суперпозиции, t)» выделялись прямолинейные участки, характеризующие гидропроводности внешней и внутренней зон коллектора с различными свойствами флюидов и оценивались уклоны

этих участков, соответственно m_2 и m_1 .

Реализация вычислений позволила сформулировать следующие выводы:

- изменение параметра M установлено в диапазоне от 1,0 до 0,542 при средневзвешенном значении 0,78. Для используемых значений проницаемости и пористости такой уровень комплекса Mobility Ratio представляется естественным;
- вариация величин отношения $(\text{Oct})_1/(\text{Oct})_2$ выявлена в интервале от 6,5 до 0,3;
- для всех объектов с газоконденсатным насыщением, численное выражение параметра Specific Storage Ratio меньше единицы. Для всех объектов с нефтяным насыщением, наоборот, больше единицы;
- в пределах области установленных оценок параметров M и D между переменными m_2/m_1 и $(\text{Oct})_1/(\text{Oct})_2$ существует корреляционная зависимость, аналогичная, представленной в работе [14]. Графическая иллюстрация полученной зависимости демонстрируется рис. 4.

Оценка соответствия модельных расчетов реальным фактическим измерениям производилась посредством процедуры экзамениционного тестирования. В результате вычислений определились фактические численные значения m_2/m_1 и $(\text{Oct})_1/(\text{Oct})_2$ с последующим нанесением их соотношения в виде точки на график, рис. 4. Точки, полученные таким образом, помечены круглым, желтым маркером. Из рис. 4 видно, что результаты интерпретации конкретных КВД не противоречат корреляции между признаками m_2/m_1 и $(\text{Oct})_1/(\text{Oct})_2$, а находятся в степени существенной согласованности с ней. Совокупность количественных оценок связи между m_2/m_1 и $(\text{Oct})_1/(\text{Oct})_2$ описывается нелинейным уравнением парной регрессии вида:

$$y = -\ln(x) + b \quad (4)$$

где, a , b — параметры кривой.

Коэффициент детерминации, равный 0,92 при уровне вероятности 95%, позволяет воспринимать его как статистически значимое. Отмеченный факт рассматривается авторами в качестве аргумента в пользу того, что выявленная зависимость может служить инструментом для идентификации типа флюида по данным исследований на нестационарных режимах фильтрации.

Озвученное утверждение поясним примером исследования объекта испытания в конкретной поисково-разведочной скважине одного из месторождений Севера Тюменской области.

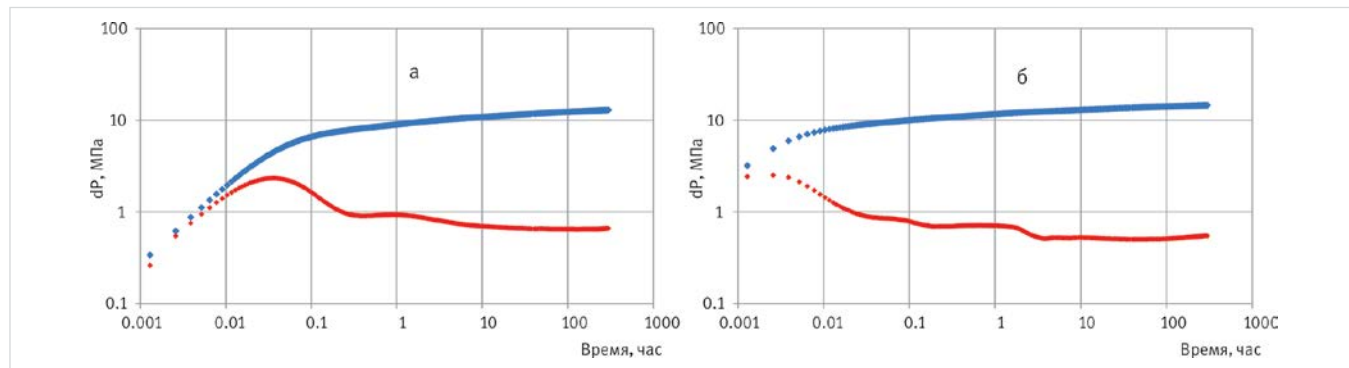


Рис. 2 — Диагностическая модель реальных скважин: а) нефтяная, б) газоконденсатная

По данным ГИС, в интервале опробования пористость изменяется от 16 до 14%, проницаемость варьирует от 12 до 8 мД. Характер насыщения оценивается как «продукт». Определениями фильтрационно-емкостных свойств на керне зафиксированы значения пористости в диапазоне от 12 до 9% и проницаемости от 3,5 до 0,5 мД соответственно.

После перфорации пласта производилось освоение скважины в течение 220 ч. Газодинамические исследования на стационарных режимах фильтрации и промышленные исследования при эксплуатации скважины через сепаратор осуществлялись за временной интервал, равный 250 ч. Время закрытия скважины на КВД составило 100 ч.

В процессе исследовательских работ произведены замеры пластового давления и температуры. Пластовое давление соответствует гидростатическому.

Дифференциация удельных выходов насыщенной углеводородной жидкости выявлена в пределах от 1200 см³/м³ до 850 см³/м³ при изменении забойных давлений от 17 до 21 МПа. Плотность стабильной жидкой углеводородной фазы равна 770–780 кг/м³.

Полученные результаты, на наш взгляд, представляются неоднозначными с точки зрения идентификации типа пластового флюида, поскольку не характерны для классических газоконденсатных или нефтяных систем.

В такой ситуации можно использовать возможности предлагаемого метода. На рис. 5 представлена зарегистрированная на забое кривая восстановления давления. Из

рис. 5 видно, что время записи КВД оказалось достаточным для того, чтобы на кривой отразились линейные участки, характеризующие свойства насыщенного коллектора в околоскважинной (внутренней, 1) и удаленной (внешней, 2) области пласта. Отношение уклонов m_2/m_1 составило 0,546.

Используя рис. 4 или уравнение 4, нетрудно оценить значение комплекса $(\partial ct)_1/(\partial ct)_2$, которое оказалось равным 0,28.

Полученный результат позволяет сделать вывод о том, что испытываемый объект по характеру насыщения является газоконденсатным. Данное заключение, на наш взгляд, можно использовать в качестве дополнительного, весомого довода для повышения однозначности принимаемого решения о типе пластового флюида.

Итоги

Предложенная методика подтвердила свою эффективность посредством процедуры экзамениционного тестирования соответствия модельных расчетов реальным фактическим измерениям (КВД). Совокупность количественных оценок связи между исследуемыми параметрами описывается нелинейным уравнением парной регрессии

Выводы

1. В основе вывода о типе флюида лежит косвенная оценка упругих характеристик газожидкостной системы в области проявления фазовых превращений, произошедших в ней именно в пористой среде, а не

на забое в процессе выполнения скважинных работ;

2. Для получения сведений о физико-химических свойствах пластового флюида;

3. Оперативность поступления предварительных заключений, позволяет более рационально и предметно планировать последующий комплекс технологических мероприятий на скважине с целью выявления истинных параметров пластовой смеси.

4. Обозначенные выводы справедливы для терригенных коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами не осложненных наличием газовых «шапок» (нефтяных оторочек), естественной или техногенной трещиноватостью в диапазоне изменения моделируемых параметров: проницаемости, пористости, насыщенности и т.д.

Список литературы

1. Гриценко А.И., Юшкин В.В., Островская Т.Д. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. М.: Недра, 1995. 432 с.
2. Былинкин Г.П. Оценка фазового перехода глубокопогруженных пластовых флюидов // Геология нефти и газа. 2006. № 2. С. 55–60.
3. Тихомиров В.И. Распознавание типа флюидов по составу n-алканов // Геология нефти и газа. 1991. №8. С. 20–23.
4. Брусиловский А.И. Нугаева А.Н., Хватова И.Е. Критерии определения типов пластовых углеводородных флюидов // Газовая промышленность. 2009. № 13. С. 13–18.
5. Лапшин В.И., Волков А.Н., Кульков А.Н., Константинов А.А. К вопросу классификации пластовых флюидов нефтегазоконденсатных залежей // Вестник газовой науки. 2014. №2 (18). С. 113–119.
6. Кронквист Ч. Оценка и разработка пластов с летучей нефтью // Нефть. Газ и нефтехимия за рубежом. 1979. №4. С. 21–32.
7. Moses P.L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems. JPT. 1986. 715 p.
8. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин, часть 2.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Салманов Ф.К., Нестеров И.И. и др. Методическое руководство для прогнозирования

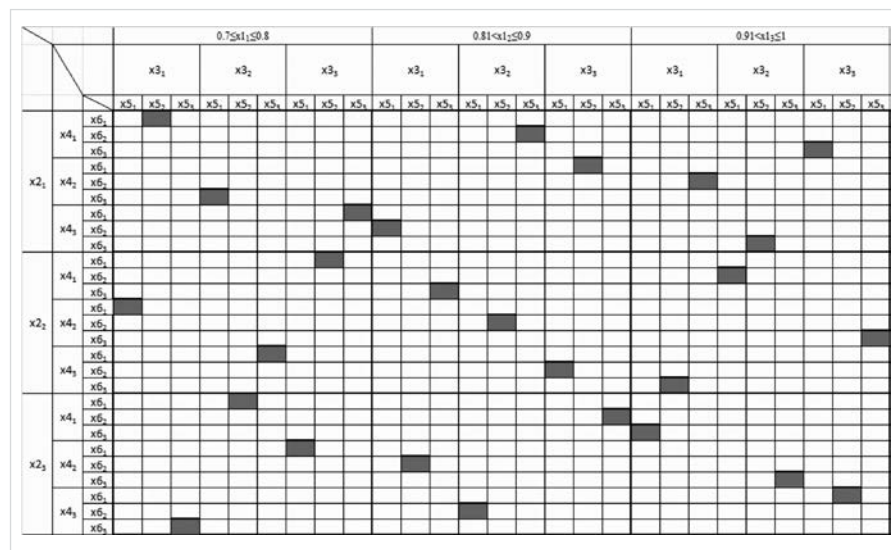


Рис. 3 — Комбинационный квадрат

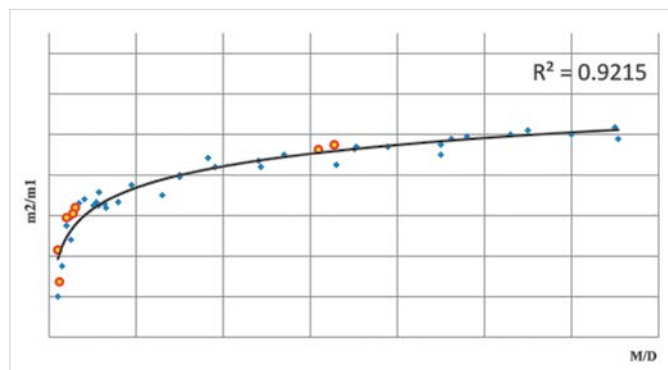


Рис. 4 — Корреляционная зависимость между переменными m_2/m_1 и $(\partial ct)_1/(\partial ct)_2$

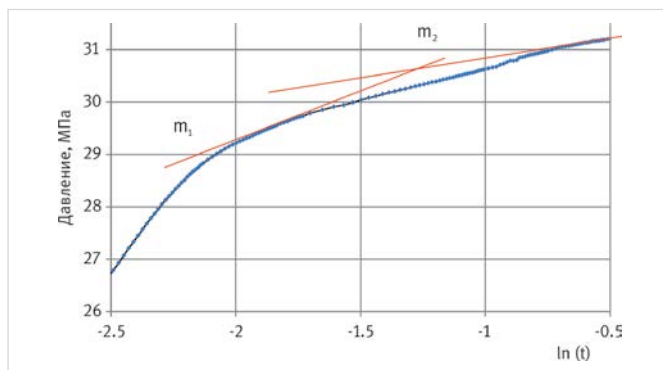


Рис. 5 — Фактическая кривая восстановления давления (КВД)

свойств газоконденсатнефтяных систем месторождений Западной Сибири. Тюмень: Труды ЗапсибНИГНИ, 1978. 84 с.

10. Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М. Нефти месторождений Советского Союза. М.: Недра, 1974. 423 с.
11. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин, часть 1.

12. Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я. и др. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие. М.: Недра, 1988. 355 с.
13. Bozorgzadeh M., Gringarten A. Estimating productivity — controlling parameters in gas/condensate wells from transient pressure data // SPE: 2007. № 2. pp. 100–111.
14. Merrill L.S., Kazemi H., Gogarty W.B.

Pressure falloff analysis in reservoirs with fluid banks // JPT. 1974. pp. 809–818.

15. Основы испытания пластов. Пер. с англ. под ред. Загуренко А.Г., ред. Гилаев Г.М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 432 с.
16. Kazemi H., Merrill L.S. Problems in interpretation of pressure fall-off test in reservoirs with and without fluid banks // JPT. 1972. № 9. pp. 1147–1156.

ENGLISH

GEOLOGY

Identification of formation fluid type by interpretation of exploration well tests

UDC 551

Authors:

Alexander G. Kozubovsky — chief specialist of field geophysics and well flow tests department¹; KozubovskiiAG@tmn.lukoil.com
Tatiana V. Kuzmina — laboratory head of analysis, planning and monitoring of well flow tests section¹; KuzminaTV@tmn.lukoil.com
Alexander D. Efimov — department head of field geophysics and well flow tests department¹; EfimovAD@tmn.lukoil.com
Dmitry G. Fateev — laboratory head of Achimov deposits development analysis²; fateev@tngg.ru

¹LUKOIL-Engineering “KogalymNIPIneft” Branch, Tyumen, Russian Federation

²LLC “TyumenNIIgiprogas”, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The procedure of formation fluids identification by analysis of pressure build-up curves, interpreted with the use of the composite model algorithm, is presented in the article. The procedure is intended for rapid determination of the formation fluid type while exploration.

Materials and methods

The authors found the interrelation between the slopes m_2/m_1 (Slope Ratio) of the corresponding straight-line sites in the pressure build-up plot and M/D parameter (Specific Storage Ratio, $(\varnothing_{ct}1)/(\varnothing_{ct}2)$), using the compositional formations modeling, characterized by two zones with various properties of the formation fluid. The total

scope of the interpretation models is 54 options.

Results

The test procedure of the evaluation of model calculations and actual measurements (pressure build-up), proved the efficiency. A non-linear equation of the pair regression shows a complex of quantitative assessment of the relations between the test parameters.

Conclusions

It is obvious that the steam-tightness performance of lightweight cement slurry with 5% of HGM or DHGM meets the modern waterproofing construction materials. The steam-tightness for all other formulations examined in this article is considerably higher

than that of the stone formed from 100% oil-well portland cement. This is due to gas and water resistance of hollow glass microspheres and impositivity structure of lightweight grouting stone with hollow glass microspheres. Tightness of the cement sheath can be indirectly estimated from steam-tightness. Currently, authors of the article developed technology (technological regulations) and regulations (specifications) preparation and application of lightweight cement slurries with HGM and DHGM under production conditions of the Tomsk region.

Keywords

Well tests, fluid type evaluation, composite model, well flow test interpretation, saturation pressure

References

1. Gritsenko A.I., Yushkin V.V., *Ostrovskaya T.D. Nauchnye osnovy prognoza fazovogo povedeniya plastovykh gazokondensatnykh sistem* [Scientific basis of the phase behavior of the gas-condensate systems prediction]. Moscow: Nedra, 1995, 432 p.
2. Bylinkin G.P. *Otsenka fazovogo perekhoda glubokopogruzhennykh plastovykh flyuidov* [Evaluation of phase transition of deep-buried formation fluids]. Oil and Gas Geology, 2006, issue 2, pp. 55–60.
3. Tikhomirov V.I. *Raspoznavanie tipa flyuidov po sostavu n-alkanov* [Recognizing formation fluid types from the composition of n-alkane]. Oil and Gas Geology, 1991, issue 8, pp. 20–23.
4. Brusilovskiy A.I. Nugaeva A.N., Khvatova I.E. *Kriterii opredeleniya tipov plastovykh uglevodorodnykh flyuidov* [The criteria for determining types of the reservoir hydrocarbon fluids]. GAS Industry of Russia, 2009, issue 13, pp. 13–18.
5. Lapshin V.I., Volkov A.N., Kul'kov A.N., Konstantinov A.A. *K voprosu klassifikatsii plastovykh flyuidov neftegazokondensatnykh zalezhey* [On the problem of classification of stratal fluids in oil/gas/condensate deposits]. *Vesti gazovoy nauki*, 2014, issue 2(18), pp. 113–119.
6. Kronkvist Ch. *Otsenka i razrabotka plastov s letuchey нефть-у* [Evaluation and development of the reservoirs with volatile oil]. Hydrocarbon Processing, 1979, issue 4, pp. 21–32.
7. Moses P.L. Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems. JPT, 1986, 715 p.
8. R Gazprom 086-2010. The instruction on the integrated exploration of gas and gas condensate wells, part 2.
9. Mirzadzhanzade A.Kh., Salmanov F.K., Nesterov I.I. and oth. *Metodicheskoe rukovodstvo dlya prognozirovaniya svoystv gazokondensatnoneftnyanikh sistem mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Guideline for forecasting the characteristics of the gas-condensate systems of the West Siberia fields]. Tyumen: *Trudy ZapSibNIGNI*, 1978, 84 p.
10. Trebin G.F., Charygin N.V., Obukhova T.M. *Nefti mestorozhdeniy Sovetskogo Soyuz* [Oil fields of the Soviet Union]. Moscow: Nedra, 1974.
11. R Gazprom 086-2010. The instruction on the integrated exploration of gas and gas condensate wells, part 1.
12. Zakirov S.N., Somov B.E., Gordon V.Ya. and oth. *Mnogomernaya i mnogokomponentnaya fil'tratsiya* [Multidimensional filtering and multicomponent filtration]. Moscow: Nedra, 1988, 355 p.
13. Bozorgzadeh M., Gringarten A. Estimating productivity — controlling parameters in gas/condensate wells from transient pressure data. SPE, 2007, issue 2, pp. 100–111.
14. Merrill L.S., Kazemi H., Gogarty W.B. Pressure falloff analysis in reservoirs with fluid banks. JPT, 1974, pp. 809–818.
15. *Osnovy ispytaniya plastov* [Fundamentals of the reservoir testing]. Ed. Gilaev G. M. Moscow-Izhevsk: Institute of computer science, 2012, 432 p.
16. Kazemi H., Merrill L.S. Problems in interpretation of pressure fall-off tests in reservoirs with and without fluid banks. JPT, 1972, issue 9, pp. 1147–1156.