

да предсказуемо, хотя общая закономерность увеличения фазовой проницаемости при возрастании насыщения этой жидкостью остается очевидной.

Из сказанного следует, что оценка фазовых проницаемостей по кривым капиллярного давления возможна как дополнение к более надежному методу определения их при проведении фильтрационных экспериментов на установках, позволяющих моделировать термобарические условия изучаемого пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Митрофанов В.П., Хижняк Г.П., Пузиков В.И. О кондиционных значениях фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 9. — С. 8—15.
2. Буков О., Питкевич В. Керн богат информацией. Применение комплексных литолого-петрофизических исследований керна для обоснования эффективной насыщенности и уточнения фильтрационных характеристик пласта БС4-5 Приразломного месторождения // Вестник инженерного центра ЮКОС. — 2001. — № 1. — С. 12—19.
3. Дорогиницкая Л.М., Ненахов Ю.А., Анашкин А.Р., Худякова Л.Д., Шумская С.К., Ачкасова Е.Г. Определение водонефтенасыщенности продуктивных пластов на условном ВНК по данным капилляриметрии // Сб.тр. Физика нефтяного пласта. — Новосибирск. — 2002. — С. 75—80.
4. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта, М.: Гостоптехиздат, 1962.
5. Моисеев В.Д. Методика определения критических насыщенностей в лабораторных условиях при многофазной фильтрации // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 12. — С. 37—39.
6. Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Дзюбенко Е.М., Пчелинцев П.Г. Особенности лабораторных исследований низкопроницаемых продуктивных отложений // Геология нефти и газа. — 2001. — № 4. — С. 31—34.

УДК: 622.323

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ПРОХОЖДЕНИЯ ЗВУКОВОЙ ВОЛНЫ НА СКОРОСТЬ ЕЁ РАСПРОСТРАНЕНИЯ В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИНЫ И ОЦЕНКУ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПРИ ЭХОЛОКАЦИИ

Н.А. СВАРОВСКАЯ, С.Г. ПЕРМИНОВ

В работе приводятся результаты исследований распространения звукового сигнала в скважине в зависимости от давления и уровня жидкости в затрубном пространстве. Отмечены значительные различия в разных скважинах в пределах даже одного месторождения. Полученная взаимосвязь скорости звука от давления в межтрубном пространстве и уровня жидкости имеет явно выраженный нелинейный характер. На основе полученных результатов составлена и апробирована усредненная таблица поправок скорости звука для исследованного месторождения.

Достоверное определение динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины является одним из важных факторов, влияющих на правильную оценку потенциала скважины и адекватность решений, направленных на повышение эффективности работы нефтедобывающего оборудования. В последние 10 лет в мировой практике произошли кардинальные изменения в области производства эхолокационного оборудования [1] для оперативного исследования нефтедобывающих скважин. Однако проблема точной и надежной оценки уровня жидкости в межтрубном пространстве скважин остается актуальной. Наш опыт совместного применения геофизических методов и методов эхолокации показывает, что в ряде случаев наблюдаются значительные расхождения полученных результатов при определенном состоянии газожидкостной фракции в межтрубном пространстве скважины. Точность оценки динамического уровня жидкости определяется следующими факторами: скоростью прохождения акустического сигнала и временем прохождения акустического сигнала.

В данной работе представлены результаты исследований по влиянию условий распространения звуковой волны на скорость её прохождения в затрубном пространстве скважины и оценку уровня жидкости при эхолокации.

Измерения проводились на одном из месторождений Западной Сибири. Для повышения точности полученных результатов измерялись серии эхограмм, порядка 10 по каждой скважине. Эхолот с расширенной, по сравнению с типовыми эхолотами, полосой пропускания устанавливался на устье скважины. Принятый эхолокационным оборудованием сигнал обрабатывался по определенной программе, в результате чего рассчитывалась скорость прохождения звуковой волны [2].

Оценка скорости распространения звуковой волны производилась по отражениям от муфт насосно-компрессорных труб (НКТ) и определению скорости звука по реперам [2].

Оценка скорости звука по отражениям от муфт НКТ заключалась в определении времени прохождения акустической волны вдоль известного количества труб НКТ известной длины. Измерения проводились на одной скважине при различных давлениях в затрубном пространстве или на нескольких скважинах, имеющих различные давления. При этом скважины пробурены в один и тот же пласт и связаны гидродинамически.

Определение скорости звука по реперам основано на измерении времени прохождения акустической волны от устья скважины до объекта, расположенного на заранее известной глубине, т.е. по реперам. В качестве репера исполь-

зовались изменения диаметров НКТ и эксплуатационной колонны и другие конструктивные элементы, изменяющие площадь сечения исследуемого пространства и дающие чётко различимые отметки на эхограммах. Глубина расположения таких элементов заранее известна. Она фиксируется в паспортах скважин.

В основе используемых подходов определения скорости звука ($V_{зв}$) заложена простейшая взаимосвязь:

$$V_{зв} = S/t, \quad (1)$$

где S – расстояние до репера, м; t – время прохождения звуковой волны от устья скважины до репера, с.

Построение корреляций скорости звука в зависимости от затрубного давления (рис. 1, а) проводилось с учетом фильтрации некорректных замеров, экстраполяции и наложения граничных условий (рис. 1, б) при $P_{зат.} = 0$ атм; $V_{зв.} = 320$ м/с.

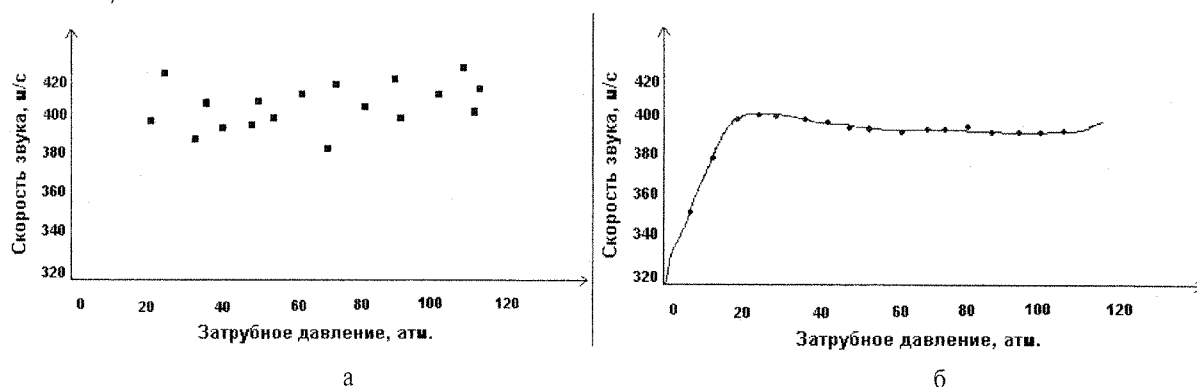


Рис. 1. Экспериментальная зависимость скорости звука ($V_{зв.}$) от затрубного давления ($P_{зат.}$) – а; зависимость скорости звука ($V_{зв.}$) от затрубного давления ($P_{зат.}$) после фильтрации данных – б

Важно отметить, что на качество оценки скорости звука влияет большое число факторов: погрешность оценки средней длины НКТ, состояние межтрубного пространства скважины (парафиновые отложения на стыках труб), давление в межтрубном пространстве, состав газа и др. Оказалось, что оценки среднеквадратичного отклонения (СКО) измерений скорости звука достаточно четко кластеризуются на две области. На рис. 2 приведена относительная частота распределения СКО скорости звука. Отчетливо видны два экстремума, что говорит о концентрации полученных величин в районе некоторых центров. Наличие таких центров подтверждается результатами кластерного анализа на основе обобщенного критерия "расстояние Колмогорова" [3]. Нами выбраны данные из интервала СКО от 0 до 10, поскольку в этом диапазоне расположена большая часть (58 %) интеграла вероятности наблюдаемых стандартных отклонений скорости звука. Именно эти значения скорости звука в этом интервале и использовались нами для дальнейших исследований.

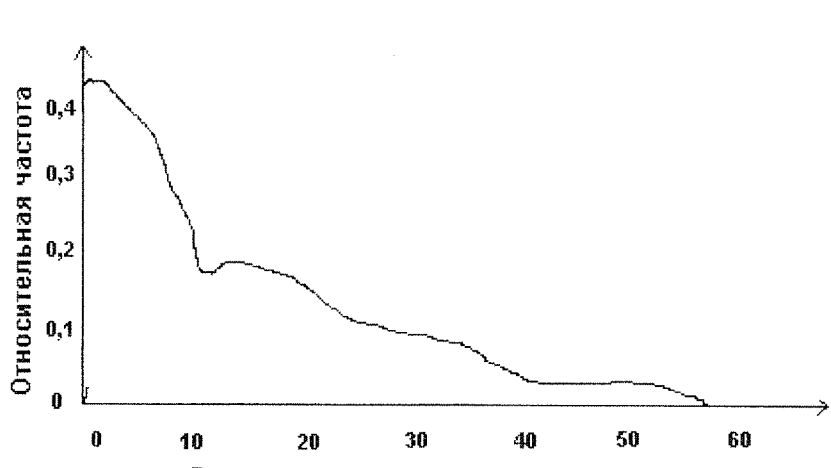


Рис. 2. Относительная частота распределения СКО скорости звука

Известно, что величина скорости звука в нефтяном газе в значительной мере зависит от температуры, давления и плотности этого газа [4]. Проведенные измерения не содержат величин температуры по стволу межтрубного пространства скважины и плотностей газа. Кроме того, давление измерялось только на устье скважины, и отсутствуют данные о распределении давления по стволу.

Поэтому нами предложен косвенный параметр – уровень жидкости в скважине. Экспериментальный массив данных, полученный более чем со 100 скважин действующего фонда, позволяет увидеть реальную картину скоростей звука одного из месторождений. Результаты зависимостей скорости звука от давления для различных уровней жидкости в скважинах одного месторождения для пласта Ю₁¹ (рис. 3) свидетельствуют о высоком уровне нелинейности.

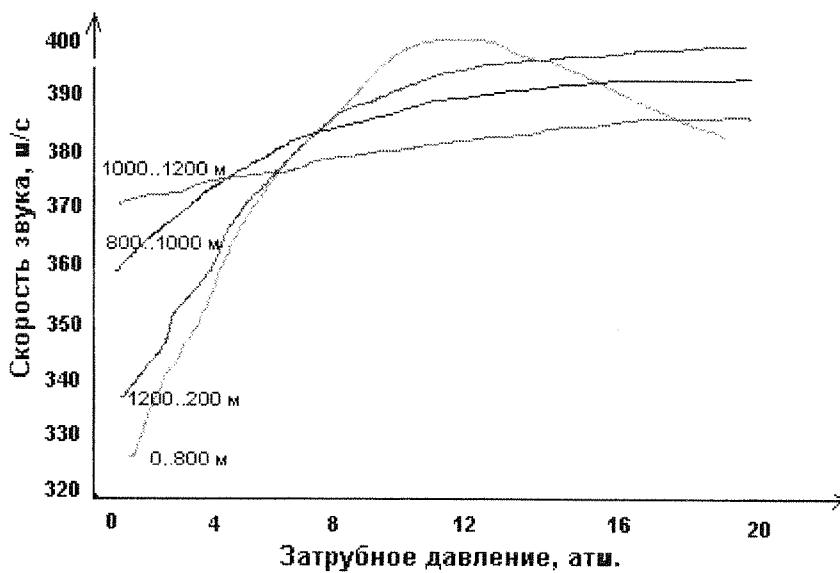


Рис. 3. Зависимость скорости звука ($V_{зв.}$) от давления ($P_{зат.}$) для различных уровней жидкости (H_d) в затрубном пространстве скважин

Кроме того, при одинаковых постоянных давлениях в затрубном пространстве скорость звука сложным образом зависит от уровня жидкости.

Характер нелинейности полученных зависимостей в целом отвечает виду обратной квадратичной функции. Такое поведение зависимостей скорости звука от давления и уровня жидкости в затрубном пространстве скважин, на наш взгляд, связано со свойствами газожидкостной смеси. Полученные нами зависимости не противоречат литературным корреляциям [4].

Например, существует взаимосвязь скорости звуковой волны от некоторых параметров флюида [4] и физико-химических процессов в скважине:

$$V_{зв} = \sqrt{\gamma * \frac{P_0}{\rho}} = \sqrt{\gamma * \frac{RT}{\mu}}, \quad (2)$$

где $V_{зв}$ – скорость звука в газе; $\gamma = C_p/C_v$ – показатель адиабаты; C_p , C_v – изобарная и изохорная теплоемкости газа, соответственно; P_0 – равновесное давление газа; ρ – плотность газа; R – газовая постоянная; T – температура по стволу скважины; μ – молекулярный вес газа.

По результатам проведенных исследований построена усредненная таблица скоростей звука (табл. 1) для исследованного месторождения.

Таблица 1. Результаты определения скорости звука в скважинах N-го месторождения

L, м	P, атм	V, м/с	L, м	P, атм	V, м/с	L, м	P, атм	V, м/с	L, м	P, атм	V, м/с	L, м	P, атм	V, м/с
0	0	320	30	0	324	75	0	337	150	0	353	300	0	383
	10	325		10	329		10	340		10	355		10	385
	20	330		20	333		20	344		20	357		20	386
	50	343		50	345		50	353		50	364		50	390
	100	363		100	363		100	366		100	372		100	393

В настоящее время, полученная таблица скоростей используется в промышленной практике для измерения уровня жидкости в межтрубном пространстве. Тем самым нам удалось повысить надежность оценки динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хисамов Р. С., Сулейманов Э. И., Фархуллин Р. Г. и др. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. — М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". — 2000. — 228 с.
2. Определение скорости звука в газовой среде скважин диагностическим комплексом СиамМастер - 2С. // Нефтяное хозяйство. — № 10. — 2001. — С. 34.
3. Тернер Д. Вероятность, статистика и исследование операций. — М.: Статистика. — 1976. — 432 с.
4. Ландау Л., Лившиц Е. М. Теоретическая физика. Гидродинамика. — М.: ФИЗМАТЛИТ. — 2001. — С. 349–432.

The paper contains the results of Acoustic wave passing conditions researches depending on pressure and liquid level in hole clearance. There was found essential differences between holes even inside single deposit. The correlation between sound speed and pressure and liquid level in hole clearance has pronounced non-linear character. the averaged table of sound speed corrections based on research results was composed and tested for given deposit.

УДК 552.5:553.98.048

УЧЕТ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ЗЕНИТНОГО УГЛА НАКЛОНА СКВАЖИНЫ ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И. В. ПЕШКОВ, А. Б. СМЕТАНИН, В. Г. САФОНОВ

В современной нефтепромысловой геологии большое значение уделяется построению многомерных математических моделей месторождений. Результаты геологического моделирования используются при подсчете геологических запасов нефти и газа и являются основой для гидродинамического моделирования разработки и составления проектных технологических документов на разработку месторождений на всех стадиях проектирования. На сегодняшний день все руководящие документы на составление геолого-промысловой проектной документации требуют создания постоянно действующей геолого-технологической модели изучаемого месторождения [4, 5].

Исходными данными для построения модели месторождения являются:

1. Результаты интерпретации дистанционных геофизических методов разведки, как правило, сейсморазведочных работ 2^а и 3^а мерных.
2. Геолого-промысловая информация, получаемая при бурении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин:
 - 2.1. Результаты интерпретации геофизических исследований скважин;
 - 2.2. Результаты исследований свойств керна;
 - 2.3. Результаты исследований свойств отобранных из пластов флюидов;
 - 2.4. Результаты опробования и испытания пластов;
 - 2.5. Результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин;
 - 2.6. Результаты эксплуатации скважин;
 - 2.7. Результаты интерпретации промыслово-геофизических исследований скважин по контролю разработки месторождения.

Технология создания геологической модели складывается из ряда последовательных операций по обобщению всей имеющейся информации и имеет четкую стадийность. На определенных стадиях процесса в работу вовлекаются определенные слои массива данных с разными весами в общем потоке информации.

Данная работа является кратким анализом некоторого опыта, накопленного при геологическом моделировании нефтяных месторождений Широкого Приобья Западно-Сибирской НГП. Внимание здесь заострено на создании структурного каркаса геологической модели нефтяного месторождения, как одной из основных стадий моделирования. Необходимо отметить, что залежи нефти в данном районе приурочены к пластам общей толщиной 10–20 м. Как правило, изучаемые месторождения находились на стадии промышленной эксплуатации, т.е. в какой-то степени разбурены по эксплуатационной сетке скважин. На данной стадии, т.е. при создании структурного каркаса, учитываются данные интерпретации дистанционных геофизических методов разведки и результаты расчета абсолютных отметок реперных горизонтов, кровель и подошв пластов, отметок водонефтяного контакта на основе инклинометрии пробуренных скважин. С учетом того, что погрешность определения глубины картируемого горизонта по результатам интерпретации сейсморазведочных работ составляет ± 25 м [1], а толщины изучаемых пластов исчисляются первыми десятками метров, можно сделать вывод, что вес данных, полученных по результатам сейсморазведочных работ, на данном этапе изучения месторождения, достаточно мал. Следовательно, основными исходными данными для построения структурного каркаса геологической модели являются результаты интерпретации инклинометрии пробуренных на