

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О горизонтальном бурении. — НПО "Горизонт": Интернет. http://project.udm.ru/horizo/Drilling_ru.htm
2. К.Х. Гайнуллин, Е.В. Лозин и др. Проектирование и реализация систем разработки нефтяных залежей с применением горизонтальных скважин// Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 12.
3. Применение горизонтальных скважин ООО "Черногорнефть"// Сборник статей. СибНИИНП. — Тюмень, 1999.

THE ANALYSIS OF APPLICATION OF HORIZONTAL WELLS

The analysis of work of horizontal wells is lead in case of various position of a horizontal borehole concerning a productive layers. Dependence of efficiency of horizontal wells on type of the collector composing object of development is investigated. Conclusions about necessity of researches on influence of geological features of a layer on efficiency of horizontal wells are made.

УДК 552.5:553.98.048

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРИТИЧЕСКИХ НАСЫЩЕННОСТЕЙ НА ПРИМЕРЕ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА ПЕРВОМАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.А. ГОРОДНИКОВ, Т.И. ЛЕДОВСКАЯ, Ю.А. ЩЕМЕЛИНИН, Б.Б. КВЕСКО

Проведен анализ экспериментальных фазовых проницаемостей, полученных в условиях, приближенных к пластовым, и теоретических, рассчитанных по кривым капиллярного давления, с целью сопоставления предельных значений насыщенности коллекторов. Показано, что оценка фазовых проницаемостей по кривым капиллярного давления возможна как дополнение к получаемым при проведении фильтрационных экспериментов на установках, моделирующих термобарические условия изучаемого пласта.

Для подсчета показателей разработки нефтяных и газовых месторождений необходимо иметь кривые относительных проницаемостей при фильтрации многофазных систем, которые позволяют определить критические значения насыщенностей. Критические значения насыщенностей являются характеристикой пористой среды и необходимы при обосновании параметров переходных зон и достоверности определения уровня ВНК. Кривые фазовых проницаемостей могут быть построены по результатам лабораторных исследований керна, промысловым данным или расчетным путем по аналитическим зависимостям.

Критическая водонасыщенность характеризует максимальное количество воды, содержащееся в порах коллектора и не участвующее в движении по поровым каналам. Другими словами, при содержании в продуктивном пласте пластовой воды в количестве, равном критическому ($K_{вк}^p$), начинается обводнение продукта в скважине.

В литературе предложен ряд методических подходов лабораторных способов определения предельных значений насыщенности коллекторов на основе анализа фазовых проницаемостей [1, 2].

Насыщенность коллектора является функцией многих параметров, но в большей степени определяется структурой порового пространства. Существует несколько способов оценки критической водонасыщенности по кривым капиллярного давления [3, 4].

В лаборатории физики пласта ОАО "ТомскНИПИнефть ВНК" проведена работа по сопоставлению прямых определений критической водонасыщенности по кривым фазовой проницаемости и косвенных по тем же образцам, сделанных методом капилляриметрии на материалах Первомайского месторождения.

Литологическая характеристика продуктивного пласта Ю₁⁰ приводится по данным макро- и микроописания керна по скважинам № 122, 895, 1105, 1109, 1119, 2285р, 2286р, 2289, 2291. Продуктивный пласт Ю₁⁰ представлен чередованием различных литологических разностей: песчаников, аргиллитов и алевролитов. Песчаники серые, темно- и светло-серые, мелкозернистые, среднесцементированные, рыхловатые, с редкими тонкими косыми прослоями темно-серого аргиллита, количество прослоев достигает 15% от общего объема породы. Мощность прослоев аргиллита — до 1,5 мм. Иногда горизонтальная слоистость обусловлена переслаиванием песчаника с темно-серым алевролитом. Отмечаются намывы и включения углисто-глинистого материала, имеются гнезда пирита, встречаются небольшие полуокатанные обломки песчаников. Характерно наличие запаха и выпотов нефти, нефть выделяется на поверхности керна в виде неправильных прожилок и изометричных пятен бурого цвета.

Аргиллиты темно-серые, иногда с коричневатым оттенком, плотные, крепкие. Иногда с включениями остатков ракушечника, моллюсков, с включениями пирита.

Алевролиты светло-серые, слоистые за счет намывов песчанистого и углисто-глинистого материала, местами с мелкими прожилками вторичного кальцита, с включениями пирита.

Микроописание характеризует песчаники продуктивного пласта как разномасштабные, алевролитистые, глинистые. Соотношение кварца и полевых шпатов относительно стабильное и составляет около 40% : 50%. Основная доля (в среднем 70–80%) приходится на обломки размером 0,5–0,1 мм. Цемент каолинит-гидрохлоридно-кварцевый. Текстура породы однородная. Упаковка зерен как правило средней плотности, контакты между зернами выпукло-вогнутые,

точечные, иногда линейные. Цементация порово-пленочного, реже регенерационного и базального типов. Полевые шпаты пелитизированы и серицитизированы.

На 134 образцах изучены коллекторские свойства и установлены зависимости $K_{пр} = f(Kп)$, $K_{во} = f(K_{пр}, Kп)$. Проницаемость образцов по газу изменяется в пределах $0-86 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, пористость – от 1,9 до 22%.

Результаты измерений по разным скважинам сопоставимы друг с другом, петрофизические связи имеют высокую корреляцию и могут быть использованы при оценке граничных значений коллектора.

$$Kп = 1.5039 \ln K_{пр} + 13.177, R=0.83, n=134.$$

$$K_{во}^{кп} = -2.4616 Kп + 77.855, R=0.64, n=31.$$

$$K_{во}^{кп} = -7.2954 \ln K_{пр} + 56.568, R=0.84, n=31.$$

На установке УИПК-1М при термобарических условиях, близких к условиям пласта, получены значения остаточной нефтенасыщенности, связь остаточной нефтенасыщенности с проницаемостью, как и для большинства коллекторов, почти не прослеживается и использование горизонтали, соответствующей среднему значению остаточной нефтенасыщенности для исследуемого пласта, привносит ошибку в пределах погрешности определений.

Остаточная водонасыщенность определялась капилляриметрическим методом на капилляриметре GCS-765 при достаточно широком интервале изменения капиллярных давлений (от 0,007 до 0,7 МПа).

Зависимость остаточной водонасыщенности, полученной методом капилляриметрии, от проницаемости по газу традиционна. Уравнение связи $K_{во}^{кп} = 99.753 \cdot 0.4568$, $R=0.86$, $n=31$, имеет высокий коэффициент корреляции.

При определении экспериментальных кривых фазовых проницаемостей по нефти и воде создавалась стартовая насыщенность. Ее значение равнялось остаточной водонасыщенности при предельном нефтенасыщении, т.е. крайняя точка по кривым капиллярного давления.

Полученные экспериментальные кривые фазовых проницаемостей (рис.1) обрабатывались, рассчитывалась функция Леверетта

$$f_v = \frac{1}{1 + \frac{K_n \cdot \mu_v}{K_v \cdot \mu_n}} \quad (1)$$

где f_v – доля воды в многофазном потоке; K_n/K_v – отношение относительных проницаемостей для нефти и воды; μ_v/μ_n – отношение вязкостей воды и нефти. Определялись критические водонасыщенности для значений $f_v \approx 0,01$.

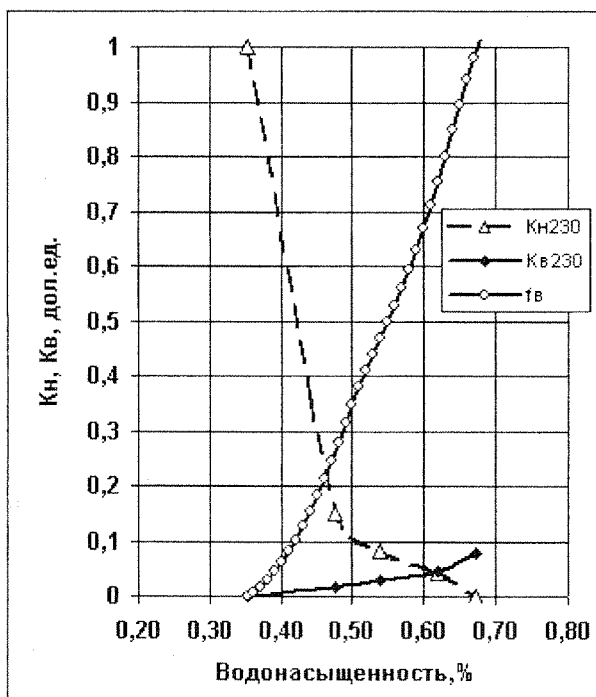


Рис. 1. Относительные фазовые проницаемости для нефти и воды и доля воды в потоке для коллекторов пласта Ю₁ Первомайского месторождения скв. 2291. $K_{пр.абс.} = 40,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $K_{пр.баз.н.} = 9,03 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$;

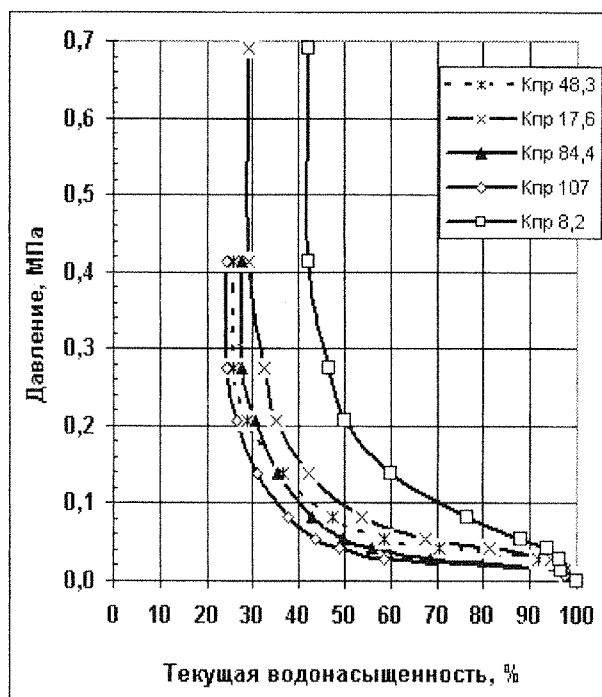


Рис. 2. Примеры капиллярных кривых для образцов разной проницаемости пород-коллекторов Первомайского месторождения

Примеры кривых капиллярного давления в системе вода-воздух для разных проницаемостей приведены на рис. 2. Высокопроницаемые коллекторы отличаются от низкопроницаемых структурой порового пространства. На рис. 3. приведены графики распределения поровых каналов от общего объема пор. Анализ графиков показывает, что для коллекторов V класса, рис. 3, а, характерно доминирующее содержание субкапиллярных поровых каналов радиусом меньше 0.21 мкм. Коллекторы IV класса можно разбить на три группы. Для образцов с проницаемостью 10–40 мкм²·10⁻³ максимум приходится также на долю пор с радиусом меньше 0.21 мкм, второй максимум, неявно выраженный, от 1.04 до 5.22 мкм, доля пор в нем почти вдвое меньше, чем субкапиллярных, рис. 3, б. С увеличением проницаемости (Кпр~40–50 мкм²·10⁻³) возрастает содержание пор радиусом 3.48–5.22 мкм (рис. 3, в) и для образцов с проницаемостью 50–100 мкм²·10⁻³ наблюдается ярко выраженный максимум в интервале 5.22–10.4 мкм, доля пор в котором равна, а для некоторых образцов превышает долю субкапиллярных пор, рис. 3, г.

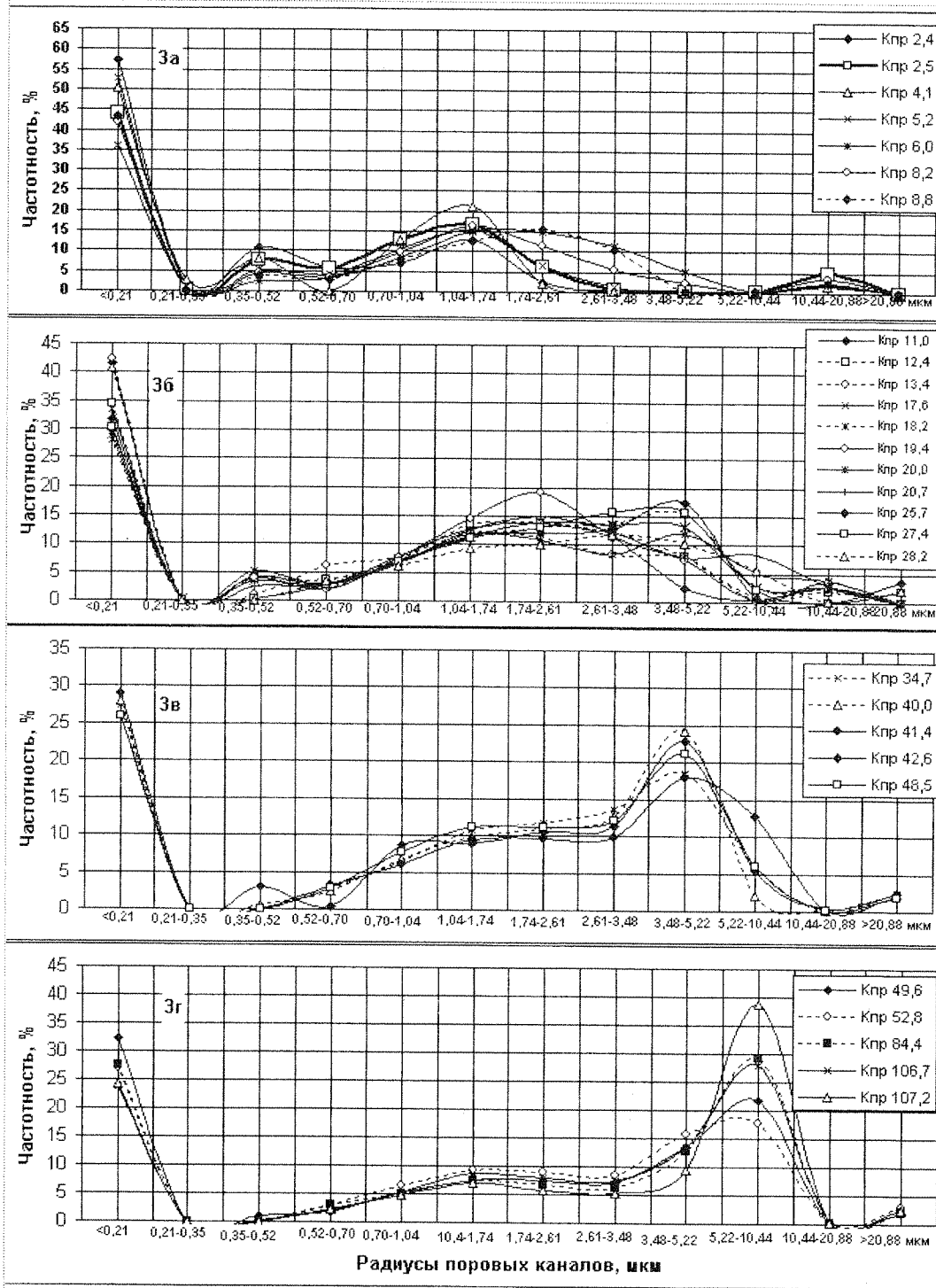


Рис. 3. Распределение радиусов поровых каналов пород-коллекторов пласта Ю₁ Первомайского месторождения

Кривые капиллярного давления пересчитывались в кривые относительных фазовых проницаемостей по формулам Бурдайна [4], рассчитывалась доля воды в многофазном потоке по формуле (1) и определялись критические водонасыщенности для значений $f_v \approx 0,01$, рис. 4.

В таблице приведены значения критических водонасыщенностей, полученные описанными методами.

Таблица. Сопоставление критических значений водонасыщенности, полученных по экспериментальным фазовым проницаемостям и рассчитанным по капилляриметрии, Первомайское месторождение пласт Ю₁⁰

№ обр.	№ скв.	Место отбора керна	Кп, %	Кпр, мкм ² 10 ⁻³	Квсв, %	Экспериментальные фазовые	Капилляриметрия
						Кв ^ф н, %	Кв ^ф н, %
135-93	2286	2905,9	20,6	84,4	27,6	32	37,7
58385	2289	2560,8	17,8	37,6	36,1	38	45,0
142-90	686	2508,0	17,3	17,6	29,0	30	38,9
370-00//	2291	2519,15	20,2	40,2	35,4	37	44,4

Первомайская пл. скв. № 2291

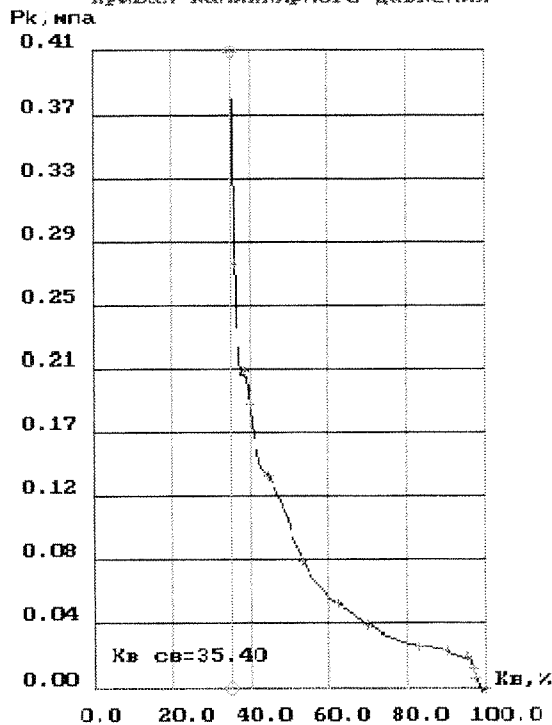
Образец № 370-00

Н=2519,1

Кп=20,20%

Кпр= 40,20мд

Кривая капиллярного давления



Кривые фазовой проницаемости.

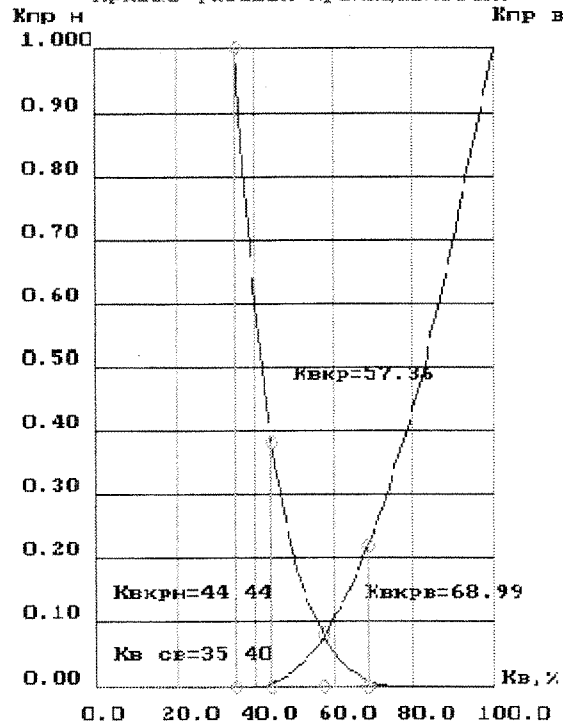


Рис. 4. Кривые фазовой проницаемости для нефти и воды, рассчитанные по капиллярным кривым для образцов Первомайского месторождения

Значения критических водонасыщенностей по кривым капиллярного давления для образцов Первомайского месторождения на 5–9% выше полученных по экспериментальным кривым фазовых проницаемостей.

В.Д. Моисеевым [5] разработана методика непосредственного измерения критических насыщенностей на лабораторных установках. При сопоставлении значений критических насыщенностей, полученных экспериментально и рассчитанных путем обработки кривых капиллярного давления, им показано, что неплохая сходимость ($\Delta = 3\text{--}5\%$) наблюдается только для системы газ-вода. Для системы нефть – вода расчетные значения критических насыщенностей сильно расходятся – на 9–30%. Автор объясняет это разной структурой смачиваемости реальных флюидов и пород-коллекторов, которая не учитывается при капилляриметрическом методе.

Кроме того, следует учитывать, что при расчетах по капиллярным кривым предполагается, что течение каждой из фаз происходит по строго сформированным группам поровых каналов. В действительности, как показывает практика лабораторных исследований, в процессе многофазного (в том числе и двухфазного) течения жидкостей в пористой среде происходит образование дисперсий, точнее, образование и разрушение одновременно [6]. В результате фильтрационные сопротивления при течении несмешивающихся жидкостей в системе поровых каналов меняются не всег-

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. Амис 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-